

Кафедра автоматизації, метрології та енергоефективних технологій

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

магістра

на тему

«Модернізація газотурбінної установки простого циклу котлом утилізатором»
(тема кваліфікаційної роботи)

спеціальність 174 Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та
робототехніка

освітньо-професійна програма «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані
технології»

Виконав: студент 2 курсу групи ДЕА - А23мг

Спеціальності: 174 Автоматизація, комп'ютерно-
інтегровані технології та робототехніка

_____ / Микола ГАЛАГАН
(підпис) (ім'я, прізвище)

Керівник _____ / Наталія АНТОНЕНКО
(підпис) (ім'я, прізвище)

Рецензент _____ / Костянтин БРОВКО
(підпис) (ім'я, прізвище)

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри _____ / Геннадій КАНЮК
(підпис) (ім'я, прізвище)

Нормоконтроль _____ / Євген КЛЮЧКА
(підпис) (ім'я, прізвище)

Секретар ЕК _____ / Євген КЛЮЧКА
(підпис) (ім'я, прізвище)

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна академія»

Кафедра: Автоматизації, метрології та енергоефективних технологій

Спеціальність: 174 Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка

Освітньо-професійна програма «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис)

д.т.н., проф. Геннадій КАНЮК
«__» _____ 2024 р.

ЗАВДАННЯ

**на кваліфікаційну роботу (дипломну роботу/дипломний проєкт)
другого (магістерського) рівня вищої освіти**

здобувачу (ці) вищої освіти _____
(ім'я, прізвище)

1. Тема «Модернізація газотурбінної установки простого циклу котлом утилізатором»

затверджена наказом по університету № 4801-5/3345 від «12» жовтня 2024 р.

2. Термін здачі закінченої роботи «05» грудня 2024 р.

3. Вихідні дані до роботи/проєкту: Об'єктом дослідження є газотурбінна установка простого циклу. Мета роботи – підвищення енергоефективності використання таких установок за допомогою модернізації їх котлами-утилізаторами.

4. Зміст роботи/проєкту (перелік питань, що їх належить розробити): Вступ. 1. Огляд газотурбінних установок прямого та комбінованого циклу, їх переваги та недоліки. 2. Аналіз перспективних технологій, які дозволяють самостійне генерування електрики. 3. Вибір котла утилізатора. 4. Розрахунок ефективності встановлення котла утилізатора. 5. Формулювання загальних висновків

6. Перелік графічного матеріалу (презентаційний матеріал): Презентація, виконана в програмі Microsoft PowerPoint

7. Консультант:

Розділ	Консультант	Підпис, дата		Оцінка (бали)
		Завдання видав	Завдання прийняв	
1	Наталія Антоненко			

8. Дата видачі завдання «02» вересня 2024 р.

Керівник роботи

Наталія АНТОНЕНКО

(підпис) (ім'я, прізвище)

Завдання прийняв до виконання

Микола ГАЛАГАН

(підпис) (ім'я, прізвище)

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК
виконання кваліфікаційної роботи
(дипломної роботи/дипломного проєкту)

№ з/п	Назва етапів роботи та питань, які мають бути розроблені відповідно до завдання	Термін виконання	Позначки керівника про виконання завдань
1	Огляд газотурбінних установок прямого та комбінованого циклу	12.10.2024-19.10.2024	
2	Аналіз перспективних технологій, які дозволяють самостійне генерування електрики.	19.10.2024 – 30.10.2024	
3	Вибір котла утилізатора.	30.10.2024 – 14.11.2024	
4	Розрахунок ефективності встановлення котла утилізатора	14.11.2024-22.11.2024	
5	Підготовка загальних висновків по роботі	23.11.2024-03.12.2024	
6	Оформлення пояснювальної записки та презентації	До 04.12.2024	

Здобувач (ка) вищої освіти

 (підпис) Микола ГАЛАГАН
 (ім'я, прізвище)

Нормоконтроль

 (підпис) Євген КЛЮЧКА
 (ім'я, прізвище)

РЕФЕРАТ

до магістерської роботи на тему

«Модернізація газотурбінної установки простого циклу котлом утилізатором»

Миколи Галагана

Магістерська робота містить: 55 сторінки, 7 рисунків, 7 таблиць, 2 додатки, список використаних джерел містить 17 джерел.

Об'єктом дослідження – газотурбінна установка простого циклу.

Предмет дослідження – підвищення енергоефективності газотурбінної установки простого циклу шляхом вдосконалення її за допомогою котла-утилізатора.

В роботі приведено основну інформацію про газотурбінні установки простого та комбінованого циклу, проаналізовано їх переваги та недоліки. Робота зосереджена на обґрунтуванні модернізації газотурбінних установок простого циклу котлами утилізаторами для підвищення їх загальної енергоефективності.

Окремо проаналізовано перспективні технології для розвитку енергетичної інфраструктури, які можуть бути застосовані для відновлення потужностей електро-генерації України. Вказані можливі напрямки розвитку енергетики нашої держави в майбутньому та приведено обґрунтування використання газотурбінних установок як джерел генерації електроенергії які можна відносно швидко розгорнути для відновлення енергопостачання промислових та цивільних об'єктів.

На основі проведених досліджень та розрахунків обґрунтовано доцільність модернізації газотурбінних установок простого циклу котлами утилізаторами

ABSTRACT

for the master's thesis on the topic

"Modernization of a Simple Cycle Gas Turbine Unit with a Waste Heat Boiler"

by Mykola Halahan

The master's thesis contains: 55 pages, 7 figures, 7 tables, 2 appendices, and a list of references with 17 sources.

An object of research: simple cycle gas turbine unit.

The subject of research: increasing the energy efficiency of a simple cycle gas turbine unit by improving it with a waste heat boiler.

The work provides basic information about simple and combined cycle gas turbine units and analyzes their advantages and disadvantages. The focus is on justifying the modernization of simple cycle gas turbine units with waste heat boilers to improve their overall energy efficiency.

Additionally, the work analyzes promising technologies for the development of energy infrastructure that can be applied to restore the power generation capacities of Ukraine. Possible directions for the development of the country's energy sector in the future are indicated, and the justification for using gas turbine units as sources of electricity generation that can be relatively quickly deployed to restore power supply to industrial and civilian facilities is provided.

Based on the conducted research and calculations, the feasibility of modernizing simple cycle gas turbine units with waste heat boilers is substantiated.

Терміни, визначення, позначки та скорочення

ГТУ – газотурбінна установка

ГТКЦ – газотурбінна установка комбінованого циклу

КУ – котел утилізатор

СЕС – сонячна електростанція

ВЕС – вітряна електростанція

т.н.е. – тонна нафтового еквівалента

ГеоТЕС – геотермальна електростанція

ГЕС – гідроелектростанція

МГЕС – мала гідроелектростанція

ММР – малий модульний ядерний реактор

ААП – автономний пароперегрівач

ПМВ – підігрівач мережної води

ККД – коефіцієнт корисної дії

ЗМІСТ

Вступ	10
1. ЗАГАЛЬНИЙ ОПИС ГТУ І ГТКЦ.....	12
1.1 Газотурбінна установка (ГТУ) простого циклу.....	12
1.2 Газотурбінна установка комбінованого циклу (ГТКЦ)	14
1.3 Висновок ГТУ, ГТКЦ.....	17
1.4 Газотурбінна установка для модернізації	17
2. АНАЛІЗ АЛЬТЕРНАТИВНИХ І ПЕРСПЕКТИВНИХ ТЕХНОЛОГІЙ, ЯКІ ДОЗВОЛЯТЬ САМОСТІЙНЕ ГЕНЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРИКИ.	19
2.1 Сонячна енергетика	19
2.2 Вітроенергетика	20
2.3 Біоенергетика	21
2.4 Геотермальна енергетика.....	22
2.5 Мікрогрід-системи.....	22
2.6 Гідроенергетика	24
2.7 Технології зберігання енергії.....	25
2.8 Малі модульні реактори на ядерному паливі.	25
2.9 Висновки по використанню перспективних джерел енергії в поточному стані енергетики України.....	26
2.10 Доцільність модернізації ГТУ простого циклу котлами-утилізаторами українського виробництва.	27
3 КОТЕЛ – УТИЛІЗАТОР ДЛЯ МОДЕРНІЗАЦІЇ ГТУ	28
3.1. Основні технічні характеристики котла.....	28
3.2 Основне обладнання КУ	28
3.3 Пароводяний тракт котла.....	29
3.4. Автономний пароперегрівач.....	30
3.5 Основне обладнання АПП	30
3.6 Паровий та повітряний тракти утилізаційної установки.....	31
3.7 Підігрівач мережної води (ПМВ).....	32
3.8 Основне обладнання ПМВ.....	32
4. РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА	34
Таблиця 4.1 - Параметри роботи КУ при різних потужностях ГТУ	34
Таблиця 4.2 - Параметри роботи АПП	38

Таблиця 4.3 - Параметри роботи ПМВ	41
Висновки по результатам розрахунків	42
5. ВИСНОВКИ	44
6 СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	45
ДОДАТКИ.....	47
Додаток 1	48
Додаток 2	49

Модернізація газотурбінної установки котлом-утилізатором

Вступ

Війна в Україні спричинила значні руйнування енергетичної інфраструктури, що призвело до гострої потреби у відновленні та забезпеченні стабільного постачання електроенергії. У цьому контексті газотурбінні установки (ГТУ) виступають як ефективне рішення для генерації електроенергії. Їх швидке розгортання, висока ефективність, гнучкість у використанні палива та екологічні переваги роблять їх незамінним інструментом для забезпечення стабільного енергопостачання та відновлення енергетичної інфраструктури країни.

Актуальність застосування ГТУ

1. **Швидке розгортання та мобільність:** ГТУ можуть бути швидко встановлені та введені в експлуатацію, що є критично важливим в умовах руйнування енергетичних об'єктів. Їх мобільність дозволяє оперативно реагувати на зміни в енергетичній ситуації та забезпечувати електроенергією найбільш постраждалі регіони.
2. **Висока ефективність та надійність:** Сучасні ГТУ мають високий коефіцієнт корисної дії (ККД) та надійність, що дозволяє ефективно використовувати паливо та знижувати витрати на генерацію електроенергії. Це особливо важливо в умовах обмежених ресурсів та необхідності економії.
3. **Гнучкість у використанні палива:** ГТУ можуть працювати на різних видах палива, включаючи природний газ, дизельне паливо та біогаз. Це забезпечує додаткову гнучкість у виборі джерел енергії та знижує залежність від одного типу палива.

Доцільність застосування ГТУ

1. **Швидке відновлення енергетичної інфраструктури:** ГТУ можуть бути використані як тимчасове рішення для відновлення енергопостачання в регіонах, де енергетична інфраструктура зазнала значних руйнувань. Вони можуть забезпечити стабільне постачання електроенергії до відновлення основних енергетичних об'єктів.
2. **Забезпечення енергетичної безпеки:** Використання ГТУ сприяє підвищенню енергетичної безпеки країни, знижуючи ризики, пов'язані з руйнуванням великих енергетичних об'єктів. Децентралізована генерація електроенергії дозволяє зменшити залежність від центральних енергетичних систем та підвищити стійкість енергетичної мережі.

3. **Екологічні переваги:** Сучасні ГТУ мають низький рівень викидів шкідливих речовин, що сприяє зменшенню негативного впливу на навколишнє середовище. Використання біогазу як палива дозволяє додатково знизити викиди парникових газів та сприяти розвитку відновлюваних джерел енергії.

Модернізація газотурбінної установки за допомогою котла-утилізатора (КУ) може стати ефективним способом підвищення енергоефективності та зниження витрат на паливо. Основна ідея полягає в утилізації теплової енергії відпрацьованих газів, які виходять з газової турбіни, для виробництва додаткової пари, що в свою чергу може бути використана для генерації електроенергії або теплової енергії.

Ключові аспекти модернізації газотурбінної установки з використанням котла-утилізатора

1. **Підвищення енергоефективності:** Використання котлів-утилізаторів дозволяє знизити втрати тепла і підвищити загальну ефективність установки.
2. **Зниження витрат на паливо:** За рахунок утилізації тепла відпрацьованих газів зменшується потреба в додатковому паливі для виробництва пари.
3. **Екологічні переваги:** Зменшення викидів шкідливих речовин в атмосферу завдяки більш ефективному використанню палива.

Ця технологія особливо актуальна для промислових підприємств та енергетичних компаній, які прагнуть знизити витрати на енергію та підвищити свою екологічну відповідальність. Крім того в поточних реаліях Українського сьогодення розгортання ГТУ в парі з котлом утилізатором зможе покрити потреби населення в електричній і тепловій енергії. Особливо може стати актуальним додаткове виробництво теплової енергії для використання на потреби населення в зимовий період.

Приклади використання ГТУ в Україні

Багато держав надають допомогу Україні на відновлення енергетичної інфраструктури у вигляді передачі певного обладнання. ГТУ також входять до таких пакетів допомоги наданих нашої державі міжнародними партнерами.

Уряд України вже вжив заходів для спрощення розміщення та вводу в експлуатацію газотурбінних установок під час воєнного стану. Це включає зняття бюрократичних процедур та спрощення умов підключення до електричних мереж. Такі заходи дозволяють швидше реагувати на пошкодження енергетичної інфраструктури та забезпечувати стабільне енергопостачання навіть в умовах війни.

1. ЗАГАЛЬНИЙ ОПИС ГТУ І ГТКЦ

Наразі технічно можна виокремити три основних типи газотурбінних установок:

- Газові турбіни простого циклу - використовуються для виробництва електроенергії.
- Газові турбіни комбінованого циклу (ГТКЦ) - поєднують газову і парову турбіни для підвищення ефективності.
- Поршневі двигуни - застосовуються в менших установках

1.1 Газотурбінна установка (ГТУ) простого циклу

Газотурбінна установка (ГТУ) простого циклу є одним з найпоширеніших типів енергетичних установок, що використовуються для виробництва електроенергії. Основний принцип роботи ГТУ простого циклу полягає у перетворенні енергії палива в механічну енергію, а потім в електричну енергію за допомогою газової турбіни [1, Розділ 3.7]. Основні компоненти ГТУ простого циклу зображені на Рис 1.1

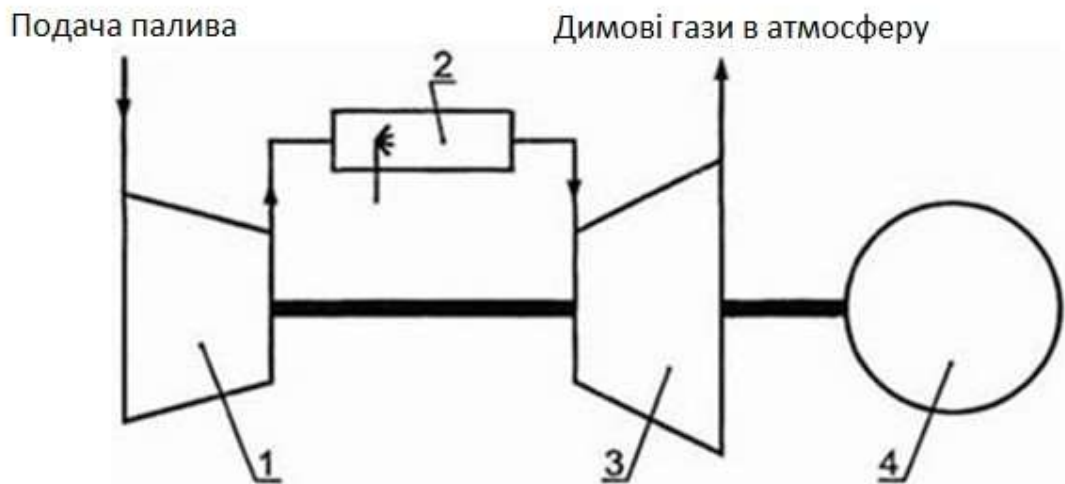


Рис 1.1 - Основні компоненти ГТУ простого циклу

Загальний опис компонентів і роботи ГТУ простого циклу наступний:

1. **Компресор:** Компресор є першим компонентом ГТУ, який всмоктує навколишнє повітря і стискає його до високого тиску. Це підвищує температуру і тиск повітря, що є необхідним для ефективного згоряння палива.
2. **Камера згоряння:** Стиснене повітря подається в камеру згоряння, де воно змішується з паливом (наприклад, природним газом або рідким паливом). У камері згоряння відбувається згоряння палива, що призводить до утворення гарячих газів з високою температурою і тиском.

3. **Газова турбіна:** Гарячі гази з камери згоряння подаються на лопатки газової турбіни, де вони розширюються і передають свою енергію турбіні. Це призводить до обертання турбіни, яка з'єднана з генератором.
4. **Генератор:** Обертання турбіни передається генератору, який перетворює механічну енергію в електричну. Генератор виробляє електроенергію, яка потім подається в електромережу для споживання.

Принцип роботи ГТУ простого циклу

Компресор всмоктує навколишнє повітря і стискає його до високого тиску. Це підвищує температуру і тиск повітря, що є необхідним для ефективного згоряння палива.

В подальшому стиснене повітря подається в камеру згоряння, де воно змішується з паливом. У камері згоряння відбувається згоряння палива, що призводить до утворення гарячих газів з високою температурою і тиском.

Гарячі гази з камери згоряння подаються на лопатки газової турбіни, де вони розширюються і передають свою енергію турбіні. Це призводить до обертання турбіни, яка з'єднана з генератором. Обертання турбіни передається генератору, який перетворює механічну енергію в електричну. Генератор виробляє електроенергію, яка потім подається в електромережу для споживання.

Відпрацьовані димові гази високої температури викидаються з установки на зовні, в навколишнє середовище.

При цьому ефективність газотурбінних установок простого циклу зазвичай коливається в межах 30-40%. Це означає, що приблизно 30-40% енергії, що міститься в паливі, перетворюється на електричну енергію, тоді як решта втрачається у вигляді тепла. Цей показник ефективності є практично таким самим як у ТЕЦ що працюють на вугіллі чи нафті.

Переваги ГТУ простого циклу

ГТУ простого циклу мають досить високу ефективність, особливо при використанні сучасних технологій і матеріалів. Це дозволяє зменшити витрати на паливо і знизити викиди шкідливих речовин.

Також ці установки можуть швидко запускатися і зупинятися, що робить їх ідеальними для покриття пікових навантажень в електромережі. Це особливо важливо в умовах змінного попиту на електроенергію та таких екстремальних умов в яких опинилась енергетика України.

При цьому ГТУ як такі мають компактні розміри і можуть бути легко транспортовані і встановлені в різних місцях. Це дозволяє використовувати їх для тимчасових або мобільних енергетичних потреб.

Також до переваг ГТУ простого циклу можна віднести відносно низькі витрати на обслуговування порівняно з іншими типами енергетичних установок. Це знижує загальні витрати на експлуатацію і підвищує надійність роботи.

Завдяки високій ефективності і використанню природного газу, ГТУ мають значно нижчі викиди шкідливих речовин, таких як оксиди азоту (NO_x) і вуглекислий газ (CO_2), порівняно з традиційними тепловими електростанціями, особливо в порівнянні з тими які працюють на вугіллі.

Недоліки ГТУ простого циклу

Перш за все до недоліків ГТУ простого циклу можна віднести те, що відпрацьовані димові гази досить високої температури ($350\text{--}480^\circ\text{C}$) викидаються з установки назовні, в навколишнє середовище. Поточна робота покликана мінімізувати саме цей недолік ГТУ і перетворити його на перевагу шляхом використання тепла димових газів в котлі-утилізаторі.

Більшість сучасних промислових ГТУ простого циклу працюють на природному газі або рідкому паливі, що може призводити до залежності від постачання палива і коливань його цін. Проте варто зазначити, що Україна одна з країн Європи яка має власну газодобувну промисловість а також розгалужену мережу газопостачання і газорозподілу.

Також недоліком є вартість придбання та встановлення установки. Вартість ГТУ простого циклу може бути досить високою. Це може бути значним бар'єром для деяких споживачів або підприємств.

1.2 Газотурбінна установка комбінованого циклу (ГТКЦ)

Газотурбінна установка комбінованого циклу (ГТКЦ) є одними з найефективніших і найпоширеніших технологій для виробництва електроенергії. [1] Причина їх широкого використання полягає в тому, що вони поєднують газову і парову турбіни. Це в свою чергу дозволяє значно підвищити ефективність використання палива. Основні компоненти ГТУ простого циклу зображені на Рис 1.2

Загальний опис компонентів і роботи ГТУ комбінованого циклу наступний.

Основні компоненти ГТУ комбінованого циклу

1. **Газова турбіна:** Газова турбіна є основним компонентом ГТКЦ. По суті це та сама ГТУ простого циклу, яка працює на природному газі або рідкому паливі і виробляє електроенергію шляхом згоряння палива і розширення гарячих газів через турбіну. Газова турбіна також виробляє велику кількість тепла, яке використовується для нагрівання води в котлі-утилізаторі.

2. **Котел-утилізатор:** Котел-утилізатор (КУ) використовує тепло від вихлопних газів газової турбіни для нагрівання води і перетворення її в пару. Це дозволяє використовувати тепло, яке в іншому випадку було б втрачено, і підвищити загальну ефективність установки. Крім виробництва пари для електрогенерації можливе виробництво пари або нагрів мережної води для потреб теплофікації промисловості чи населення.
3. **Автономний пароперегрівач.** (Опціонально) В деяких випадках можливо виробництво котлом утилізатором пари температурою нижчою ніж того потребує парова турбіна. В таких випадках буде доцільним використання автономного пароперегрівача який при незначній додатковій витраті газу здатний довести температуру пари виробленої в котлі-утилізаторі до необхідних значень.
4. **Парова турбіна:** Парова турбіна використовує пару, вироблену в котлі-утилізаторі, для виробництва додаткової електроенергії. Пара розширюється через лопатки парової турбіни, що призводить до обертання турбіни і генератора. Генератор виробляє електроенергію, яка потім подається в електромережу для споживання.
5. **Генератор:** Генератор перетворює механічну енергію обертання турбін в електричну енергію. У ГТКЦ є два генератори: один для газової турбіни і один для парової турбіни.

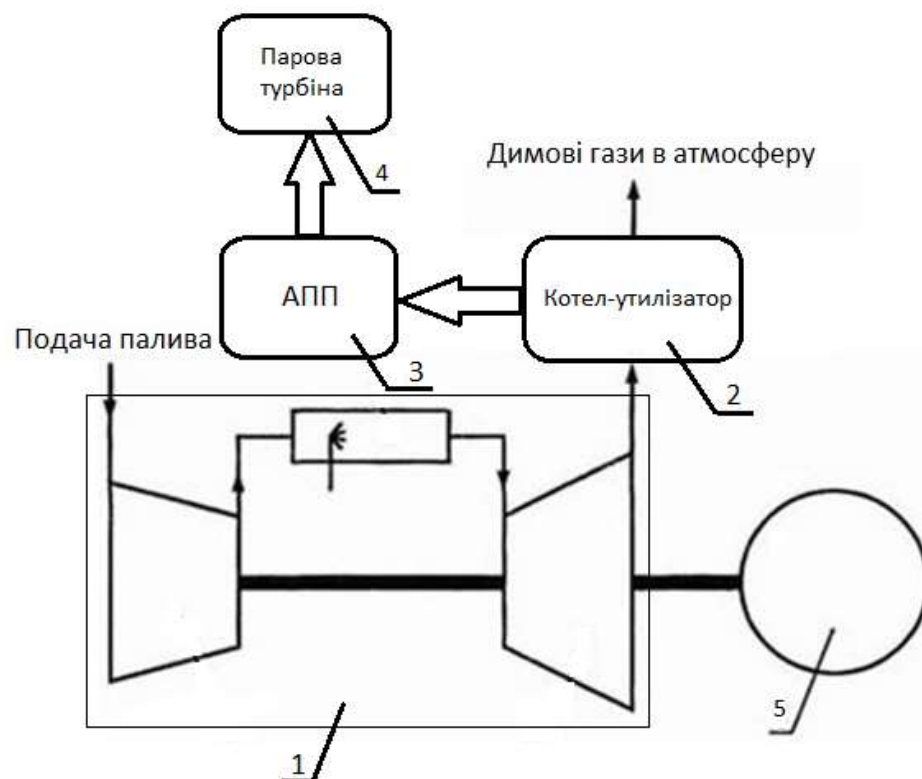


Рис 1.2- Основні компоненти ГТКЦ

Принцип роботи ГТУ комбінованого циклу

Природний газ або рідке паливо згорає в камері згоряння газової турбіни, виробляючи гарячі гази з високою температурою і тиском. Ці гази розширюються через лопатки газової турбіни, що призводить до обертання турбіни і генератора, виробляючи електроенергію.

Відпрацьовані димові гази високої температури не викидаються з установки на зовні, в навколишнє середовище, як це відбувається в звичайних ГТУ простого циклу. У випадку ГТКЦ вихлопні гази, які все ще мають високу температуру, подаються в котел-утилізатор. Тут вони використовуються для нагрівання води і перетворення її в пару.

Вироблена в котлі-утилізаторі пара потім подається на парову турбіну. Пара розширюється через лопатки парової турбіни, що призводить до обертання турбіни і генератора, виробляючи додаткову електроенергію. Додаткову до тої яка була вироблена безпосередньо генератором ГТУ.

Після проходження через парову турбіну пара конденсується в конденсаторах і повертається в котел-утилізатор для повторного використання. Таким чином забезпечується практично замкнений по водяно-паровій частині цикл виробництва, що потребує незначних додаткових затрат хімічно-очищеної води.

Переваги ГТУ комбінованого циклу

Окрім переваг які спільні для ГТУ і ГТКЦ, а саме екологічність їх роботи, газотурбінні установки комбінованого циклу мають і власні переваги.

Перша і найбільша перевага ГТКЦ це те що вони мають дуже високу ефективність, яка може досягати 60% і більше. Це значно вище, ніж у традиційних теплових електростанцій, що працюють на вугіллі або нафті, для яких цей показник складає приблизно 35 - 40% [2].

Завдяки високій ефективності і низьким витратам на паливо, ГТКЦ мають низькі експлуатаційні витрати. Це робить їх економічно вигідними для виробництва електроенергії.

Також ГТКЦ можуть відносно швидко запускатися і зупинятися, що робить їх ідеальними для покриття пікових навантажень в електромережі. Вони також можуть працювати в режимі часткового навантаження. До прикладу лише в режимі ГТУ, без запуску котла утилізатора і парової турбіни. Це теж підвищує гнучкість системи генерації з використанням ГТКЦ загалом.

Недоліки ГТУ комбінованого циклу

Вартість придбання і встановлення ГТКЦ може бути досить високою. Це може бути значним бар'єром для деяких споживачів або підприємств.

Вимоги до хімічного складу води та пари. Вимоги до хімічного складу води, що може бути використана в котлах-утилізаторах для виробництва пари, та до пари, яка використовується паровими турбінами для виробництва електроенергії є досить жорсткими. Тож для ГТКЦ необхідним є встановлення системи хімічного очищення води для використання в системі.

З вищевказаного випливає ще один недоїлк. ГТКЦ. Вони мають більш складну конструкцію та кількість агрегатів які необхідно обслуговувати. Це вимагає наявності кваліфікованого персоналу для обслуговування і ремонту допоміжного обладнання, що може підвищити витрати на обслуговування і знизити надійність роботи системи в цілому.

1.3 Висновок ГТУ, ГТКЦ

Газотурбінні установки простого циклу є важливим компонентом сучасної енергетичної інфраструктури. Вони забезпечують високу ефективність, швидкий запуск і зупинку, компактність і мобільність, а також низькі витрати на обслуговування. В енергетичній системі України ГТУ простого циклу можуть стати популярним вибором для виробництва електроенергії в різних умовах і застосуваннях з огляду на пошкодження енергетичного обладнання в ході бойових дій.

Газотурбінні установки комбінованого циклу (ГТКЦ) є одними з найефективніших і найпоширеніших технологій для виробництва електроенергії. Вони поєднують газову і парову турбіни, що дозволяє значно підвищити ефективність використання палива. ГТКЦ мають високу ефективність, низькі викиди шкідливих речовин, гнучкість і надійність, а також економічність. Однак, вони мають деякі недоліки, такі як високі початкові витрати, залежність від природного газу і складність обслуговування. Незважаючи на це, ГТКЦ залишаються популярним вибором для виробництва електроенергії в різних умовах і застосуваннях.

1.4 Газотурбінна установка для модернізації

У світі є декілька виробників ГТУ. Серед найбільших можна виокремити General Electric (США), Siemens Energy (Німеччина), Mitsubishi Power (Японія), Ansaldo Energia (Італія). Практично всі вони мають в своїх лінійках газотурбінні малої потужності, в діапазоні 10-20МВт. Установки будь якого з цих виробників можуть бути використанні для відновлення енергетичної інфраструктури в Україні.

Проте в Україні існує власне підприємство, що займається розробкою та виробництвом ГТУ. Державне підприємство "Науково-виробничий комплекс газотурбобудування "Зоря" - "Машпроект" (ДП НВКГ "Зоря" - "Машпроект") [3] розташоване в місті Миколаїв, Україна. Воно спеціалізується на розробці та

виробництві газотурбінних двигунів і установок для морського та промислового застосування. Ось деякі ключові моменти про підприємство

- **Історія:** Засноване в 1946 році, підприємство спочатку спеціалізувалося на виробництві судових парових турбін. Згодом, у 1954 році, було прийнято рішення про спеціалізацію на виробництві газотурбінних установок
- **Продукція:** Основна продукція включає газотурбінні двигуни, газотурбінні установки, зубчаті передачі та інше обладнання для суднобудування та промисловості
- **Форма власності:** Державне підприємство, що входить до складу державного концерну "Укроборонпром" і має значний виробничий потенціал

В відкритих джерелах в силу різних причин наразі практично відсутня технічна інформація по даному підприємству та його виробам. Проте з часткової інформації з відкритих джерел відомо, що в номенклатурі виробів підприємства фігурувала ГТУ UTG-15000 (ДГ-90). Газотурбінна установка UTG-15000 (ДГ-90) від Зоря-Машпроект є трьохвальним газотурбінним двигуном, який використовується для морського та промислового застосування.

На основі часткової інформації [4] технічні характеристики цієї ГТУ зведені в табл.1.1

Таблиця 1.1 – Узагальнені технічні характеристики ГТУ UTG-15000

№ з/п	Параметр	Одиниці виміру	Значення
1	Електрична потужність	МВт	16000
2	Число валів	шт	3
3	Витрата продуктів згоряння на вихлопі	кг/с	72,2
4	Розрахункова температура газу на вихлопі	°С	415-440
5	Номінальна частота обертання ротора турбіни	об/хв	5300
6	Витрата природного газу на номінальному режимі	нм³/год	4800
7	ККД на клеммах генератора	%	33,5
8	Рівень шуму на відстані 1 м від укриття, не більше	дБА	80
9	Ресурс газогенератора до капітального ремонту	годин	33000
10	Повний ресурс газотурбінного двигуна	годин	100000

Зразок саме газотурбінної установки UTG-15000 (ДГ-90) буде в подальшому використано в якості об'єкта модернізації в даній роботі. Паливо для використання в ГТУ – природний газ.

2. АНАЛІЗ АЛЬТЕРНАТИВНИХ І ПЕРСПЕКТИВНИХ ТЕХНОЛОГІЙ, ЯКІ ДОЗВОЛЯТЬ САМОСТІЙНЕ ГЕНЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРИКИ.

У зв'язку з військовими діями та руйнуванням енергетичної інфраструктури України, питання енергетичної незалежності стало одним з ключових для нашої держави. Україна має значний потенціал для розвитку самостійного генерування електрики завдяки використанню різних технологій. Ці технології, які можуть забезпечити самостійне генерування електрики в Україні, мають враховувати як відновлювані, невідновлювані джерела енергії. Для цього важливий розвиток і застосування не лише класичних рішень а також і інноваційних перспективних рішень, що можуть бути використані для децентралізації енергосистеми.

Із найбільш перспективних напрямків ми можна виокремити наступні.

2.1 Сонячна енергетика

Сонячні електростанції стають дедалі популярнішими в Україні та світі через доступність сонячного випромінювання, особливо в південних регіонах. Інновації в області фотоелектричних панелей (наприклад, двосторонні панелі та технології зберігання енергії) дозволяють збільшити ефективність виробництва електроенергії та підвищити незалежність виробництв чи домогосподарств від джерел централізованого електропостачання.

Завдяки великій кількості сонячних днів у році та сприятливим кліматичним умовам, Україна має значний потенціал для розвитку цього сектора. Україна має високий рівень інсоляції, що робить її привабливою для розвитку сонячної енергетики. [5] За оцінками експертів, річний технічно досяжний енергетичний потенціал сонячної енергії в Україні еквівалентний 6 млн. тон умовного палива, що дозволило б замінити близько 5 млрд. м³ природного газу. Це значно зменшило б залежність країни від імпортованих енергоносіїв і покращило б енергетичну безпеку.

До війни в Україні було приблизно 10 тисяч індивідуальних (домашніх) та 2 тисячі промислових сонячних електростанцій (СЕС). Найбільші потужності СЕС були зосереджені в Дніпропетровській, Одеській, Вінницькій та Херсонській областях. Проте, через бойові дії частина СЕС була пошкоджена або опинилася на окупованій території.

Наразі розвиток **сонячних електростанцій різної потужності**, які можуть функціонувати в різних регіонах є досить перспективним для нашої держави.

Переваги:

- Доступність технологій.
- Екологічність. Сонячна енергетика не виробляє шкідливих викидів, що сприяє покращенню екологічної ситуації

- Швидке встановлення.
- Можливість інтеграції з локальними мережами.
- Можливість автономізації енергопостачання домогосподарств.

Виклики:

- Необхідність масштабних інвестицій для розширення технології в масштабах держави.
- Висока залежність від погодних умов. Особливо в зимовий період.
- Окупація частини територій, що найбільш придатні для сонячної генерації в промислових масштабах.

2.2 Вітроенергетика

Завдяки сприятливим природним умовам та наявності великих територій, придатних для встановлення вітрових електростанцій (ВЕС), Україна має значний потенціал для розвитку цього сектора. [6], [7].

Вітряні електростанції можна активно розвивати в прибережних та степових регіонах України, де швидкість вітру достатня для комерційної генерації електроенергії. Технології з низькошумовими турбінами та високими вежами дозволяють знизити вплив на екологію та підвищити продуктивність. За оцінками експертів, технічно досяжний потенціал вітрової енергії в Україні до війни становив близько 30ГВт. Реалізація цього потенціалу могла б забезпечити значну частину потреб країни в електроенергії за рахунок відновлюваних джерел.

До війни в Україні було встановлено близько 1,9ГВт потужностей вітрових електростанцій. Проте, через бойові дії, так само як і у випадку з сонячною енергетикою, частина цих потужностей була пошкоджена або опинилася на окупованій території. Зокрема, близько 1,3ГВт потужностей ВЕС перебувають під окупацією в Донецькій, Луганській, Херсонській та Запорізькій областях.

Незважаючи на це, уряд України затвердив Національний план дій з відновлюваної енергетики до 2030 року, який передбачає досягнення 24ГВт потужностей відновлюваної енергетики, з яких 6,1ГВт припадає на наземну вітрову енергетику.

Інвестиції в вітрову енергетику в Україні значно зросли за останні роки. Наприклад, компанія ДТЕК ВДЕ активно інвестує в будівництво нових вітрових електростанцій. Станом на зараз в Україні підготовлено до будівництва 4ГВт потужностей ВЕС, які можна ввести в експлуатацію за один-два роки. Це сприяє створенню нових робочих місць, збільшенню надходжень до місцевих бюджетів та зменшенню залежності від імпортованих енергоносіїв.

Переваги:

- Високий потенціал в прибережних і степових регіонах.
- Великий внесок у зменшення залежності від викопного палива.
- Екологічність: Вітрова енергетика не виробляє шкідливих викидів, що сприяє покращенню екологічної ситуації.

Виклики:

- Потреба в значних територіях.
- Проблеми з інтеграцією у національну мережу.
- Окупація частини територій, що найбільш придатні для вітрової генерації в промислових масштабах.

2.3 Біоенергетика

Біоенергетика також може стати важливим напрямком розвитку відновлюваної енергетики в Україні. Завдяки великому потенціалу біомаси, аграрному сектору та наявності необхідної робочої сили, Україна має значні можливості для розвитку цього сектора. Перспективною є технологія генерації електроенергії з **біомаси та біогазу**, що дозволяє використовувати відходи сільського господарства, лісництва та промислові відходи. Це може стати основою для децентралізованого виробництва електрики в сільських регіонах.

Основні джерела біомаси включають сільськогосподарські відходи, лісові відходи, енергетичні культури та органічні відходи. За оцінками експертів, річний технічно досяжний потенціал біомаси в Україні становить близько 35,3 млн тонн нафтового еквівалента (т н.е.) на рік. Це дозволяє забезпечити значну частину потреб країни в тепловій та електричній енергії

На початок 2024 року в Україні діяло 68 біогазових установок загальною електричною потужністю 135 МВт та 24 біомасові об'єкти електроенергетики загальною електричною потужністю 178 МВт, які працюють за “зеленим” тарифом [8]. Встановлена електрична потужність біомасових та біогазових об'єктів електроенергетики на початок 2024 року становила 319 МВт. Це свідчить про значний прогрес у розвитку біоенергетики в Україні

Переваги:

- Використання місцевих ресурсів (відходів сільськогосподарських підприємств).
- Скорочення викидів CO₂.

Виклики:

- Логістичні труднощі зі збиранням та переробкою сировини.

2.4 Геотермальна енергетика

Використання геотермальних джерел для генерації електроенергії є перспективним у деяких регіонах України, особливо на заході країни. Це надійний і стабільний вид енергії з низьким впливом на екологію. Завдяки наявності значних геотермальних ресурсів, країна має потенціал для використання цієї енергії для виробництва електроенергії та тепла.

За оцінками експертів, річний технічно досяжний енергетичний потенціал геотермальної енергії в Україні еквівалентний 8,4 млн тонн нафтового еквівалента (т н.е.) на рік [9]. Це дозволяє забезпечити значну частину потреб країни в тепловій та електричній енергії. Геотермальні ресурси зосереджені в основному в трьох регіонах: Закарпатська область, Степовий Крим та Дніпровсько-Донецький басейн [10].

На даний момент в Україні побудовано 11 геотермальних електростанцій (ГеоТЕС). Ці електростанції використовують тепло землі для виробництва електроенергії та тепла. Основні типи геотермальних електростанцій включають:

- **Середні ГеоТЕС:** Одиначною потужністю 10-20 МВт на базі родовищ з температурою понад 120°C.
- **Малі ГеоТЕС:** Одиначною потужністю 0,05-5 МВт з температурою 90-120 °C.

Інвестиції в геотермальну енергетику в Україні можуть значно зрости завдяки підтримці з боку держави та міжнародних партнерів. Використання геотермальної енергії також сприяє зменшенню викидів парникових газів та покращенню екологічної ситуації.

Переваги:

- Постійне джерело енергії, незалежне від погодних умов.
- Відсутність викиду парникових газів.

Виклики:

- Географічні обмеження (підходить не для всіх регіонів).
- Висока вартість буріння та обладнання.

2.5 Мікрогрід-системи

Мікрогрід системи (або мікромережі) (локальні енергетичні мережі) — це автономні енергосистеми, які здатні працювати незалежно від загальної енергетичної мережі. Вони можуть поєднувати сонячну, вітрову енергетику, біоенергетику та системи зберігання електроенергії, дозволяючи генерувати та споживати електроенергію в рамках окремого району або підприємства. Вони включають генерацію, зберігання та розподіл електроенергії на обмеженій

території, наприклад, у межах одного району, підприємства або навіть окремого будинку [11].

Основні компоненти мікрогрід систем включають:

- **Джерела генерації:** Відновлювані джерела енергії (сонячні панелі, вітрові турбіни), дизельні генератори, малі газотурбінні установки.
- **Системи зберігання енергії:** Акумуляторні батареї, системи зберігання на основі водню.
- **Системи управління:** Інтелектуальні системи управління, які забезпечують балансування попиту та пропозиції, оптимізацію використання енергії та інтеграцію з основною мережею.

Переваги мікрогрід систем

1. **Надійність та стійкість:** Мікрогрід системи можуть працювати автономно, що забезпечує безперебійне енергопостачання навіть у разі пошкодження основної мережі. Це особливо важливо в умовах війни та частих атак на енергетичну інфраструктуру.
2. **Енергетична незалежність:** Використання локальних джерел генерації дозволяє зменшити залежність від централізованих постачальників енергії та імпортованих енергоносіїв.
3. **Екологічність:** Інтеграція відновлюваних джерел енергії знижує викиди парникових газів та покращує екологічну ситуацію.
4. **Економічна вигода:** Мікрогрід системи можуть знижувати витрати на енергію за рахунок оптимізації використання локальних джерел та зберігання енергії.

Виклики та проблеми

1. **Технічні виклики:** Інтеграція різних джерел генерації та систем зберігання енергії в єдину систему вимагає високого рівня технічної експертизи та сучасних технологій управління.
2. **Регуляторні бар'єри:** Необхідність адаптації законодавства та регуляторних норм для підтримки розвитку мікрогрід систем.

Багато домогосподарств та підприємств були вимушені перейти на власні альтернативні джерела енергії. Генератори різної потужності, сонячні панелі на дахах будинків, акумулятори різної ємності для зберігання запасу електроенергії – усе це реалії сьогодення для українців. Але водночас все це обладнання можна і варто розглядати як елементи для побудови автономних енергосистем, які здатні працювати незалежно від загальної енергетичної мережі. Звичайно інтеграція цих розрізнених елементів в єдину мікрогрід систему потребує значних зусиль, проте при правильному підході з часом на основі цих окремих елементів можлива побудова розумних мікромереж.

2.6 Гідроенергетика

Гідроенергетика є важливим компонентом енергетичної системи України, забезпечуючи значну частину виробництва електроенергії. Завдяки наявності великих річок та водосховищ, країна має значний потенціал для розвитку цього сектора. Ось детальний огляд перспектив розвитку гідроенергетики в Україні:

Потенціал гідроенергетики

Україна має значний гідроенергетичний потенціал, зосереджений в основному на великих річках, таких як Дніпро, Дністер та Південний Буг. За оцінками експертів, технічно досяжний потенціал гідроенергетики в Україні становить близько 20 ТВт·год на рік. Це дозволяє забезпечити значну частину потреб країни в електроенергії за рахунок відновлюваних джерел.

Розвиток гідроелектростанцій

На даний момент в Україні діють кілька великих гідроелектростанцій (ГЕС), таких як Дніпровська ГЕС, Дністровська ГЕС та Канівська ГЕС. Крім того, в країні є значний потенціал для розвитку малих гідроелектростанцій (МГЕС), які можуть бути розташовані на малих річках та водосховищах. У відповідності до існуючої класифікації до малих гідроелектростанцій (МГЕС) відносять гідроелектростанції потужністю від 1 до 10 МВт, до міні-ГЕС — від 200 до 1000 кВт, до мікроГЕС — не більше 200 кВт [12].

Основні напрямки розвитку включають:

- **Реконструкція та модернізація існуючих ГЕС:** Це дозволить підвищити їх ефективність та продовжити термін експлуатації.
- **Будівництво нових ГЕС та МГЕС:** Це сприятиме збільшенню виробництва електроенергії та зменшенню залежності від викопних видів палива.

Виклики та проблеми

Незважаючи на значний потенціал, гідроенергетика в Україні стикається з низкою викликів.[13] Одним з основних є проблема з фінансуванням проектів. Будівництво нових ГЕС та МГЕС вимагає значних капіталовкладень, що може бути бар'єром для деяких інвесторів. Крім того, існують екологічні виклики, пов'язані з впливом гідроенергетичних об'єктів на навколишнє середовище, такі як зміна гідрологічного режиму річок та вплив на біорізноманіття.

Перспективи розвитку

Незважаючи на виклики, перспективи розвитку гідроенергетики в Україні залишаються позитивними. Основні фактори, що сприяють розвитку:

- **Міжнародна допомога:** Міжнародні партнери, такі як Європейський Союз та Світовий банк, надають фінансову та технічну підтримку для розвитку гідроенергетики в Україні.

- **Інноваційні технології:** Розвиток технологій дозволяє підвищити ефективність гідроенергетичних об'єктів та знизити їх вплив на навколишнє середовище.
- **Пілотні проекти:** В Україні вже реалізуються кілька пілотних проектів з впровадження нових технологій у гідроенергетиці, що дозволяє накопичувати досвід та адаптувати технології до місцевих умов.

Гідроенергетика має великий потенціал для розвитку в Україні завдяки значним запасам водних ресурсів, сприятливим економічним умовам та підтримці з боку держави. Незважаючи на виклики, такі як висока вартість будівництва та екологічні проблеми, перспективи залишаються позитивними. Інвестиції в гідроенергетику можуть забезпечити стабільне та стійке енергопостачання, знизити викиди шкідливих речовин та сприяти сталому розвитку країни.

2.7 Технології зберігання енергії

Технології зберігання енергії відіграють ключову роль у забезпеченні стабільності та надійності енергосистеми, особливо в умовах зростаючої частки відновлюваних джерел енергії. Важливо впроваджувати системи зберігання електроенергії для ефективного використання відновлюваних джерел енергії.

Найперспективнішими є **літій-іонні акумулятори**, а також технології зберігання у вигляді водню або стисненого повітря [14].

Переваги:

- Забезпечення стабільності мережі за рахунок зберігання надлишкової енергії.
- Дозволяє інтегрувати відновлювані джерела енергії.

Виклики:

- Висока вартість впровадження.
- Обмежений термін служби сучасних акумуляторів.

Всі ці технології мають великий потенціал для підтримки енергетичної незалежності України в умовах руйнування інфраструктури та потреби в децентралізації енергетичної системи. Важливо, щоб Україна продовжувала інвестувати у відновлювані джерела енергії та інноваційні рішення, щоб зменшити залежність від викопного палива та підвищити стабільність енергопостачання.

2.8 Малі модульні реактори на ядерному паливі.

Малі модульні ядерні реактори (ММР) — це новітня технологія в ядерній енергетиці, яка передбачає використання компактних, модульних ядерних реакторів. Їхні переваги полягають у меншому розмірі, модульності та

більш простому процесі виготовлення та встановлення порівняно зі звичайними великими атомними станціями. Малі модульні реактори (ММР) можуть бути виготовлені на заводах, транспортуються на місце експлуатації й швидко вводяться в дію. [15]

ММР все ще перебувають на стадії розробки та впровадження, але вже існують кілька проєктів, що досягли комерційної експлуатації або близькі до неї.

Американська компанія **NuScale Power** є лідером у розробці ММР. Їхній проєкт отримав схвалення від Комісії з ядерного регулювання США (NRC) у 2020 році. Першу установку NuScale планується запустити до 2030 року. Потужність кожного модульного блоку становитиме близько 60 МВт

Проте наразі ММР — це лише перспективна технологія, яка може стати важливим елементом енергетичної інфраструктури майбутнього. Вони обіцяють бути дешевшими, безпечнішими і швидшими в будівництві, ніж традиційні атомні реактори. Хоча багато проєктів ще знаходяться на стадії будівництва або розробки, в найближчі роки можна очікувати зростання використання SMR у різних країнах світу.

2.9 Висновки по використанню перспективних джерел енергії в поточному стані енергетики України.

Більшість з вищезгаданих інновацій потребують значних інвестицій коштів а та часу для їх реалізації. А деякі з них, такі як ММР та мікрогрід системи все ще перебувають на стадіях розробки та пілотних проєктів. А проблеми в енергетичному секторі України необхідно вирішувати тут і зараз. В багатьох містах потужності електро і теплогенерації практично зруйновані. Наприклад в такому великому місті як Харків. Місто мільйонник в якому система теплопостачання носила централізований характер. В цьому місті, внаслідок значних руйнувань об'єктів теплової генерації взимку можуть бути серйозні проблеми з енерго і теплопостачанням.

Як нагальні рішення для вирішення проблем електро і теплопостачання можуть використовуватись ГТУ різної потужності. Ці установки серійно виготовляються багатьма виробниками по всьому світу і мають досить широкий спектр потужностей. Подібними установками можна закривати найбільш гострі проблеми в енергопостачанні міст, мікрорайонів, критичних підприємств.

При цьому більш простим і менш затратним буде встановлення саме ГТУ а не ГТКЦ. По причині того, що газотурбінна установка простого циклу більш проста у встановленні і підключенні а також має в своєму складі менше допоміжного обладнання. Ключова різниця між ГТУ та ГТКЦ в тому що ГТУ не містить в своєму складі парової турбіни, що значно зменшує перелік вимог для її встановлення та функціонування.

2.10 Доцільність модернізації ГТУ простого циклу котлами-утилізаторами українського виробництва.

На мою думку встановлення ГТУ простого циклу варто розглядати лише як перший етап в вирішенні проблеми електропостачання. В подальшому з економічної точки зору такі «прості» установки доцільно модернізувати до рівня ГТКЦ, щоб підвищити ККД установок. Така модернізація потребує встановлення Котла утилізатора, парової турбіни та іншого допоміжного обладнання. Обладнання для модернізації може знадобитись в значних обсягах залежно від кількості ГТУ встановлених на території України.

Парова турбіна – досить складний агрегат який має цілу низку строгих технологічних вимог для забезпечення нормальної безаварійної роботи. Цей агрегат складний не лише з точки зору експлуатації але й з точки зору виготовлення. Тому найлогічнішим виглядає придбання готових парових турбін за кордоном та послідуєча інтеграція їх в склад ГТУ для перетворення на ГТКЦ.

Котел утилізатор (КУ) – це значно простіша технологічна одиниця в порівнянні з паровими чи газовими турбінами. Для його виготовлення не потрібні складні технології чи обладнання. Саме тому, на мою думку, КУ це та частина ГТКЦ яку варто розробляти і виробляти в нас, в Україні. Це цілком можливо в поточному стані економіки та промисловості нашої держави.

В Україні наявні спеціалісти та підприємства в теплотехнічній галузі які можуть бути залучені до проектною розробки, виготовлення, монтажу та введення в експлуатацію котлів-утилізаторів власного виробництва.

Паливом для такого котла-утилізатора являються димові гази від ГТУ. У різних ГТУ кількість тиск цих газів на виході з газової турбіни, їх температура та кількість можуть значно різнитись. Більшою мірою параметри відхідних газів (кількість, температура, тиск) залежать від потужності ГТУ.

Тому в процесі розробки КУ варто одразу розглянути можливість блочної системи для такого котла. Тобто до певної міри зробити універсальний набір блоків який можна буде використати при модернізації ГТУ різної потужності та від різних виробників. Розробка та реалізація такого універсального рішення дозволить використовувати КУ власного виробництва для модернізації більш широкого спектру моделей ГТУ.

3 КОТЕЛ – УТИЛІЗАТОР ДЛЯ МОДЕРНІЗАЦІЇ ГТУ

Як основний елемент модернізації взято котел-утилізатор КУ-200ГТ виробництва ПрАТ ХКП «Котлоенергопроект», м. Харків. Перший екземпляр цього котла було введено в експлуатацію в 2012р. на ТЕЦ м. Новий Розділ. В подальшому протягом трьох років було введено в експлуатацію ще два екземпляри на ТЕЦ в містах Новий Розділ та Новояворівськ.

КУ-200ГТ це паровий котел, водотрубний, барабанний, з багатократною примусовою циркуляцією, вертикальної компоновки, працює сумісно з окремо розташованим автономним пароперегрівачем, в котрому пара від котла догрівається до температури 440°C необхідної для експлуатації парових турбін ТЕЦ.

3.1. Основні технічні характеристики котла

Основні технічні характеристики котла КУ-200ГТ (паспортні) приведені в Табл.3.1.

Таблиця 3.1 – Паспортні характеристики котла КУ-200ГТ

№ з/п	Параметр	Одиниці виміру	Значення
1	Паропродуктивність	т/год	19,1
2	Абсолютний тиск перегрітої пари	МПа	4,3
3	Температура перегрітої пари	°C	372
4	Температура живильної води	°C	104
5	Кількість циркуляційних насосів	шт	2
6	Витрата димових газів через котел	нм ³ /год	201512
7	Температура димових газів - На вході в котел - На виході з котла	°C °C	420 228
8	Коефіцієнт використання палива	%	33,5

3.2 Основне обладнання КУ

Основні конструктивні елементи та обладнання котла наступні:

- пароперегрівач;
- випарна поверхня;
- водяний економайзер;
- барабан-сепаратор;
- циркуляційні насоси;
- газохід з'єднувальний;
- трубопроводи в межах котла;

- система контролю, управління і захистів.

Поверхні нагріву розташовані в вертикальному тепло ізольованому газоході прямокутного перетину. Кожна поверхня встановлена на опорні конструкції щитового типу (опорні щити). Поверхні в газоході розташовуються одна над іншою по ходу газів (знизу вгору): пароперегрівач, нижня частина випарної поверхні, газохід з'єднувальний з компенсатором, верхня частина випарної поверхні, економайзер.

На щитах пароперегрівача і верхньої частини випарної поверхні є приварні опори, котрими котел опирається на будівельні конструкції.

Кожна поверхня нагріву котла представляє собою блок з двох рядів стоячих, приварених один до одного пакетів змійовикового типу змійовиків, об'єднаних колекторами. Зовнішні бокові стіни блоку зашиті сталевим листом.

Пароперегрівач виконаний із оребрених труб Ø38мм, розташованих в шаховому порядку, з поперечним кроком 140мм і повздовжнім - 75мм. Верхній колектор пароперегрівача розділений перегородкою на дві рівні частини.

Випарна поверхня виконана із оребрених труб Ø38мм, розташованих в шаховому порядку, з поперечним кроком 140мм і повздовжнім - 75мм. В нижній частині знаходиться вхідний, а в верхній частині - вихідний колектор випарної поверхні. Змійовики верхньої і нижньої частин з'єднані між собою гладкими вертикальними трубами Ø38мм.

Економайзер виконано із оребрених труб Ø28, розташованих в шаховому порядку, з поперечним кроком 100мм і повздовжнім - 50мм. Його верхній і нижній колектори розділені перегородками, організовуючими підіймно-опускний рух води.

Барабан-сепаратор встановлено на окремій площадці нижче випарних поверхонь. Барабан виготовлено із сталі 09Г2С, він має внутрішній діаметр 1200мм і товщину стінки 28мм.

Сепарація пари в барабані забезпечується в сепараційному пристрої жалюзійно-дросельного типу.

Циркуляційні насоси встановлені на відмітці 0.000м. Котел обладнаний 2-ма насосами: один - робочий, один - резервний.

3.3 Пароводяний тракт котла

Живильна вода подається від вузла живлення в вхідну частину нижнього колектора економайзера, піднімається по 26 трубам Ø28мм в верхній колектор, в котрому розвертається на 180° і по 26 трубам Ø28мм опускається в вихідну частину нижнього колектора, потім знову розвертається на 180° і по 26 трубам Ø28мм піднімається в верхній колектор, звідки відводиться в барабан, де змішується з циркулюючою в котлі водою.

З барабану вода по опускним трубам надходить в робочий циркуляційний насос, що забезпечує багатократну примусову циркуляцію в випарному контурі. Насосом вода подається в нижній (вхідний) колектор випарної поверхні, з якого по 56 трубам Ø38мм послідовно проходить нижню і верхню частини випарної поверхні, де частково випаровується. Отримана пароводяна суміш із верхнього колектору відводиться в барабан, де розділяється на пару і воду. Вода за допомогою циркуляційного насосу знову подається в випарну поверхню, а пара направляється на перегрів в автономний пароперегрівач.

Насичена пара з барабану надходить у вхідну частину верхнього колектора пароперегрівача, опускається по 28 трубам Ø38мм в нижній колектор, в котрому розвертається на 180° и по 28 трубам Ø38мм піднімається в вихідну частину верхнього колектора, звідки перегріта пара може надходити до споживача безпосередньо з пароперегрівача котла або через в автономний пароперегрівач.

3.4. Автономний пароперегрівач

Основні паспортні технічні характеристики Автономного пароперегрівача (АПП) приведені в Табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – Паспортні характеристики АПП

№ з/п	Параметр	Одиниці виміру	Значення
1	Витрата перегрітої пари через АПП	т/год	20,0
2	Абсолютний тиск перегрітої пари на виході	МПа	4,1
3	Гідравлічний опір, не більше	МПа	0,25
4	Температура димових газів на виході	°С	418
5	Тиск димових газів в топці	Па	3000
6	Витрата природнього газу на пальник, не більше	нм ³ /год	127
7	Температура димових газів - На вході в АПП - На виході з АПП	°С °С	370 440
8	Коефіцієнт використання палива	%	78,8

3.5 Основне обладнання АПП

Конструктивно АПП складається з двох симетричних стоячих поряд блоків - лівого і правого.

Блок АПП представляє собою єдину цільну самонесучу газощільну зварну конструкцію горизонтальної компоновки, який включає в себе наступні основні складові частини:

- екрановану топку (радіаційну частину);
- конвективну частину;

- пальник;
- повітряний підігрівач;
- система контролю, управління і захистів.

Радіаційна частина виконана із ряду труб Ø38мм, розташованих з кроком 42мм, які екранують бокові стіни, стелю і підлогу топочної камери і конвективного газоходу блоку АПП. Труби Ø38мм на вході і виході об'єднані колекторами Ø219мм, розташованими поза зоною обігріву, в нижній частині блоку АПП. Кожен з колекторів розділено внутрішніми перегородками на частини.

Конвективна частина, що складається з вертикальних змійовиків Ø38мм, об'єднаних вхідним и вихідним колекторами Ø219мм, розташовується в конвективному газоході, в задній частині блоку пароперегрівача (границею топки і конвективного газоходу являється перший ряд труб конвективної частини). Труби змійовиків розташовані в газоході в шаховому порядку з кроком між змійовиками 75мм. Вхідний колектор з'єднаний по парі з вихідним колектором радіаційної частини з'єднувальною трубою Ø159мм. На вихідному колекторі встановлені запобіжні клапани.

Екрановані топка і конвективний газохід ззовні ізолювані теплоізоляційними матами. Неекрановані фронтowa і задня стіни мають багат шарову обмурівку і ізоляцію: внутрішні шари - важка цегельна обмурівка, а зовнішні - теплоізоляційні мати. Блок пароперегрівача обшитий ззовні газощільною сталлюю обшивкою, привареною до балок каркасу.

На фронтovій стіні блоку встановлені: вихровий газовий пальник, запальник, вибуховий клапан, лаз і отвір для спостереження візуально за полум'ям пальника і запальника.

В задній стіні блоку виконане вікно для виходу димових газів, до якого приєднаний трубчастий підігрівач повітря з рухом димових газів всередині труб. Його труби Ø40мм розташовані в шаховому порядку з поперечним кроком 60мм і поздовжнім 42мм по ходу повітря. Підігрівач з'єднаний з пальником повітропроводом, що проходить під підлоговою частиною радіаційної поверхні блоку АПП.

Природний газ що подається на горіння через пальник змішується з гарячим повітрям і згорає в топці блоку АПП. Димові гази що утворюються в результаті горіння послідовно проходить топку, конвективну частину, підігрівач повітря і скидаються в димопровід ГТУ.

3.6 Паровий та повітряний тракти утилізаційної установки

Перегріта пара від котла надходить у вхідний колектор радіаційної частини блоку АПП. Завдяки перегородкам в колекторах в радіаційній частині організовано послідовний рух пари по трубах: спочатку пара проходить весь

периметр топки по 18 найближчим до фронту трубам Ø38мм в нижній колектор, в котрому розвертається на 180° і по наступним 18 трубам Ø38мм повертається в верхній колектор, в котрому розвертається на 180°, і по наступним 18 трубам Ø38мм переходить в нижній колектор, де знову розвертається на 180° і по 18 трубам Ø38мм повертається в верхній колектор.

З верхнього колектору радіаційної частини пара по з'єднувальній трубі Ø159мм надходить у вхідний колектор конвективної частини, проходить по 19 змійовикам Ø38мм в вихідний колектор, звідки догріта до заданих параметрів пара направляється в загально цеховий колектор і далі на парові турбіни ТЕЦ.

Повітря до пальника блоку АПП через підігрівач подається вентилятором. Вентилятор здійснює забір повітря з котельного приміщення. В підігрівачі повітря нагрівається а невелика частка повітря з напору вентилятора подається на охолодження запального пристрою пальника і на охолодження оглядового лючка.

3.7 Підігрівач мережної води (ПМВ)

Основні паспортні технічні характеристики Підігрівача мережної води (ПМВ) приведені в Табл. 3.7

Таблиця 3.7 – Паспортні характеристики ПМВ

№ з/п	Параметр	Одиниці виміру	Значення
1	Витрата води через ПМВ	м ³ /год	175
2	Температура димових газів		
	- На вході в ПМВ	°С	229
	- На виході з ПМВ	°С	120
3	Температура води:		
	- На вході в ПМВ	°С	70
	- На виході з ПМВ	°С	110
4	Тиск води в ПМВ	МПа	2,5

3.8 Основне обладнання ПМВ

Підігрівач мережної води складається з двох ідентичних блоків, розташованих в газоході між водяним економайзером котла-утилізатора та основною димовою трубою. Між блоками підігрівача мережної води в газоході встановлено поворотний шибер, для регулювання температури підігріву мережної води в підігрівачі. При закритому шибері всі гази, що виходять з економайзера котла проходять через ПМВ, при відкритому шибері частина газів проходить повз поверхні нагріву ПМВ.

ПМВ виконаний з оребрених трубок $\varnothing 28 \times 3 \text{ мм}$. Конструктивно трубки розташовані в шаховому порядку з поздовжнім кроком 50 мм і поперечним кроком 100 мм.

4. РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА

Для розрахунку енергоефективності роботи КУ, АПП, ПМВ використано паспортні данні обладнання а також параметри роботи обладнання в реальних умовах. Параметри роботи обладнання в реальних умовах взяті з показників автоматизованої системи управління утилізаційної установки, [Додаток 1]

На основі формул для розрахунків теплового балансу котлів та складання теплового балансу котлів по приведеним характеристикам палива [10, розділ 10] складена «Методика обробки результатів випробувань» [Додаток 2]. В подальшому виконання розрахунків параметрів роботи утилізаційної установки проведено по вищевказаній методиці.

Теплотехнічні розрахунки ефективності по кожному з елементів утилізаційної установки (КУ, АПП, ПМВ) приведено у відповідних таблицях для кількох режимів роботи ГТУ:

- Параметри роботи КУ приведено в табл.4.1
- Параметри роботи АПП приведено в табл. 4.2
- Параметри роботи ПМВ приведено в табл. 4.3

Таблиця 4.1 - Параметри роботи КУ при різних потужностях ГТУ

№ з/п	Найменування параметра	Одиниці виміру	Значення при різному навантаженні ГТУ, МВт		
			11,0	14,0	15,5
1	2	5	6	7	8
1. Пара					
1.1.	Паропроодуктивність	т/Г	13,7	16,1	17,5
1.2.	Тиск в барабані	МПа	2,89	3,35	3,65
1.3.	Тиск на виході з котла	МПа	2,82	3,27	3,58
1.4.	Температура на виході з котла	°С	373	387	392
1.5.	Ентальпія на виході з котла	ккал/кг	757,4	763,2	764,6
1.6.	Теплопродуктивність котла	Гкал/Г	9,14	10,82	11,83
2. Вода					
2.1.	Температура живильної води перед котлом	°С	99	100	99
2.4.	Солевміст живильної води	мг/кг	45	45	45
2.5.	Солевміст котлової води	мг/кг	700	730	680
2.6.	Доля неперервної продувки	%	6,87	6,57	7,09
2.7.	Ентальпія котлової води	ккал/кг	237,7	244,5	249,1
2.8.	Ентальпія живильної води	ккал/кг	99,4	100,4	99,4
3. Паливо					
3.1.	Характеристики палива				
3.1.1.	Теплота згоряння нижча	ккал/нм ³	8070	8070	8070

№ з/п	Найменування параметра	Одиниці виміру	Значення при різному навантаженні ГТУ, МВт		
			11,0	14,0	15,5
1	2	5	6	7	8
3.1.2.	Максимальний вміст 3-х атомних газів	%	11,8	11,8	11,8
3.1.3.	Коеф. об'єму продуктів згоряння палива	-	0,18	0,18	0,18
3.1.4.	Паливна константа на температуру газів	-	0,63	0,63	0,63
3.1.5.	Паливна константа на температуру газів	-	3,52	3,52	3,52
3.2.	Відхідні гази ГТУ (від спалювання природного газу) на котел				
3.2.1.	Електрична потужність генератора ГТУ	МВт	11,0	14,0	15,5
3.2.2.	Витрата палива на ГТУ	кг/г	2800	3200	3550
3.2.3.	Температура перед КУ	°С	370	390	400
3.2.4.	Поправочний коефіцієнт	-	1,026	1,029	1,030
3.2.5.	Об'ємний вміст перед КУ:				
	- кисню	%	16,9	16,4	16,2
	- оксиду вуглецю	ppm	5	0	3
	- оксидів азоту	ppm	53	50	29
	- діоксиду вуглецю	%	2,31	2,59	2,70
3.2.6.	Коефіцієнт розбавлення	-	5,12	4,57	4,38
3.2.7.	Коефіцієнт надлишку повітря	-	4,68	4,19	4,02
3.2.8.	Втрати тепла ГТУ з відхідними газами (перед КУ)	%	63,32	60,91	60,13
3.2.9	Доля тепла на вході в КУ	%	100,00	100,00	100,00
3.2.10	Тепло, внесене в КУ газами з ГТУ	Гкал/г	19,08	21,55	23,60
3.2.11	Витрата палива, еквівалентна теплу, внесеному в КУ з відхідними газами ГТУ	м³/г	2364	2670	2924
4. Повітря на ГТУ					
4.1.	Тиск після вентилятора	Па	0	0	0
4.2.	Температура	°С	12	12	12
5. Димові гази по газовідвідному тракту котла					
5.1.	Тиск перед котлом	Па	680	800	830
5.2.	Тиск за котлом	Па	210	260	280
5.3.	Опір котлоагрегату по газам	мм в.ст.	470	540	550
5.4.	Об'ємний вміст за економайзером:				
	- кисню	%	16,9	16,4	16,2
	- оксиду вуглецю	ppm	3	0	11
	- оксидів азоту	ppm	52	49	18
	- діоксиду вуглецю	%	2,31	2,59	2,70
5.5.	Температура за КУ	°С	197	204	206
5.6.	Поправочний коефіцієнт	-	1,006	1,006	1,007
5.7.	Коефіцієнт розбавлення	-	5,12	4,57	4,38
5.8.	Коефіцієнт надлишку повітря	-	4,68	4,19	4,02

№ з/п	Найменування параметра	Одиниці виміру	Значення при різному навантаженні ГТУ, МВт		
			11,0	14,0	15,5
1	2	5	6	7	8
5.9.	Приведений вміст кисню	%	15,0	15,0	15,0
5.10.	Коефіцієнт розбавлення приведений	-	3,5	3,5	3,5
6. Теплотехнічні показники					
6.1.	Втрати тепла с вихідними газами (відносно тепла внесеного в ГТУ)	%	31,92	29,78	28,93
6.2.	Втрати тепла с вихідними газами (відносно тепла внесеного в котел)	%	50,42	48,89	48,11
6.3.	Втрати тепла з хімічним недопалом ¹⁾	%	-	-	-
6.4.	Втрати тепла в навколишнє середовище	%	1,53	1,30	1,19
6.5.	Сума втрат	%	51,94	50,19	49,30
6.6.	ККД котла (брутто)	%	48,06	49,81	50,70
6.7.	Кількість умовного палива, еквівалентна виробленому теплу, відносно ККД енергетичних котлів ТЕЦ	кг у.п./Г	1401,3	1658,5	1809,3
6.8.	Кількість природного газу еквівалентна виробленому теплу, відносно ККД енергетичних котлів ТЕЦ	м³/Г	1215,5	1438,6	1569,4
7. Екологічні показники²⁾					
7.1.	Концентрація шкідливих речовин в газах за економайзером (при O₂^{привед})				
7.1.1.	Оксиду вуглецю	мг/м³	5	0	17
7.1.3.	Оксидів азоту	мг/м³	156	131	46

Примітки до таблиці 4-1:

¹⁾ Втрати тепла від хімічної неповноти згоряння палива для КУ не враховуються у зв'язку з тим, що в ньому паливо не спалюється.

²⁾ У зв'язку з тим, що КУ не спалює палива і не генерує шкідливих речовин шкідливі речовини, присутні в димових газах на виході з економайзера, генеровані в ГТД

За результатами аналізу розрахункових величин отриманих в Таблиці 4.1 показників складені та приведені наступні графіки для візуалізації параметрів роботи котла залежно від навантаження ГТУ:

Рис.4.1.1 – Графік залежності паропродуктивності котла від навантаження ГТУ

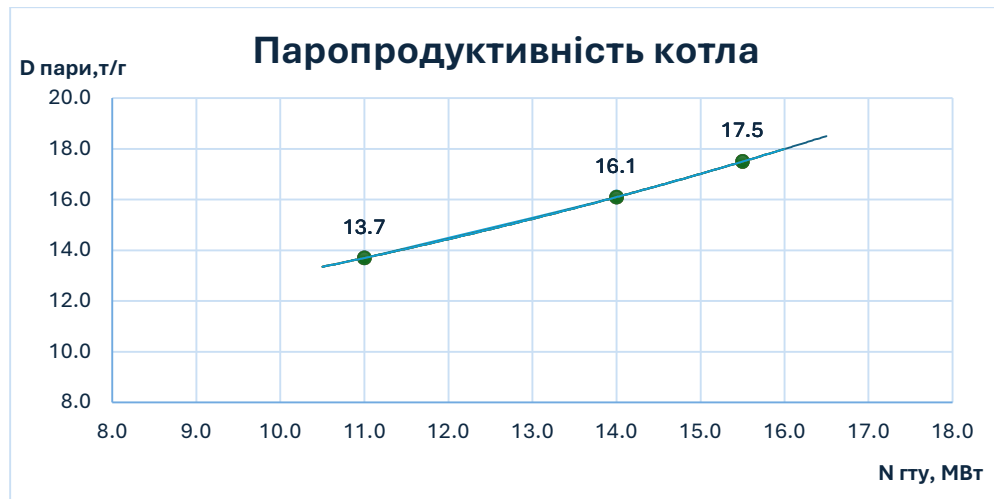


Рис.4.1.2 – Графік залежності температури пари від навантаження ГТУ

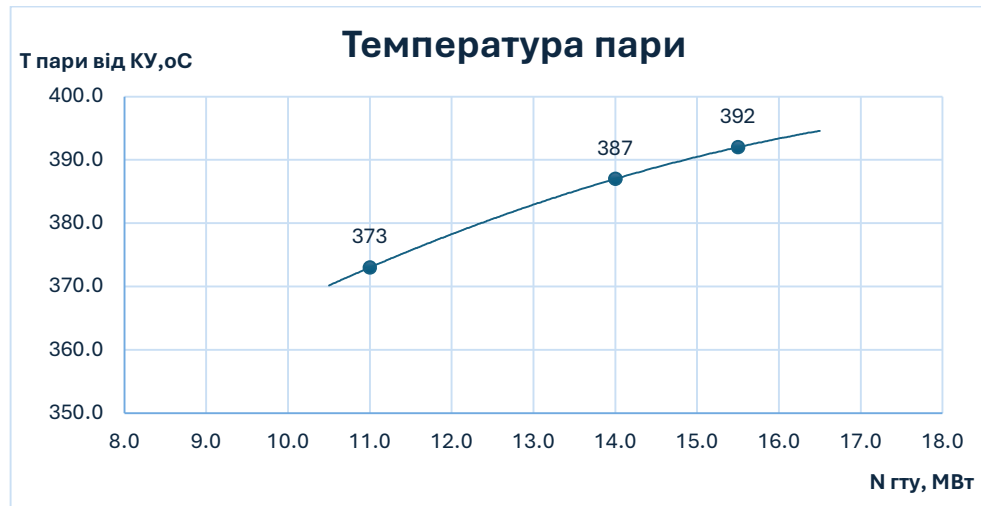


Рис.4.1.3 – Графік залежності втрат тепла з відхідними газами від навантаження ГТУ

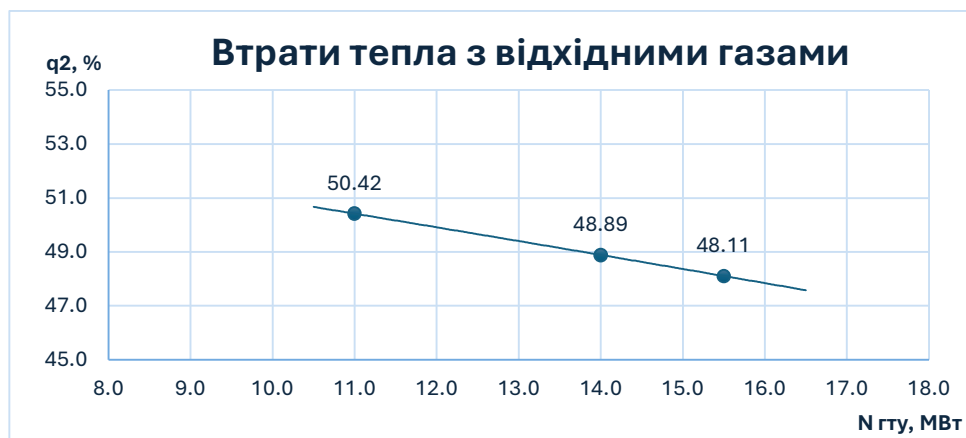


Рис.4.1.4 – Графік залежності ККД котла бруutto від навантаження ГТУ



По результатам вимірювань та розрахунків бачимо що із зростанням навантаження ГТУ з 11 до 15МВт зростає і ефективність роботи КУ (ККД котла) з 48,0 до майже 50,6%. Це пов'язано з тим що при зростанні навантаження ГТУ збільшується кількість гарячих димових газів які продукуються ГТУ, а також зростає температура цих газів. Відповідно із зростанням навантаження ГТУ зростає кількість тепла внесеного з димовими газами в КУ з 19,08 до 23,6ГКал/год

Для котла ці газы являються паливом і збільшуючи їх кількість і температуру ми фактично збільшуємо теплове навантаження котла, збільшуємо обсяг виробленої ним пари з 13,7 до 17,5т/год та температуру перегрітої пари на виході з котла з 373 до 392°C.

Таблиця 4.2 - Параметри роботи АПП

№ п/п	Найменування параметру	Одиниці виміру	Значення при різному навантаженні ГТУ, МВт		
			9,1	13,3	15,2
1	2	5	6	7	8
1. Пара					
1.1.	Витрата пари через АПП	т/Г	13,7	16,1	17,5
1.2.	Тиск пари на вході в АПП	МПа	2,82	3,27	3,65
1.3.	Температура пари на вході в АПП	°С	373	385,0	393,0
1.4.	Ентальпія пари на вході з АПП	ккал/кг	757,4	762,0	764,9
1.5.	Тиск пари на виході з АПП	МПа	2,68	3,09	3,31
1.6.	Температура пари на виході з АПП	°С	439,0	438,0	449,0
1.7.	Ентальпія пари на виході з АПП	ккал/кг	793,6	791,7	796,9
1.8.	Теплопродуктивність АПП	Гкал/г	0,496	0,478	0,560

№ п/п	Найменування параметру	Одиниці виміру	Значення при різному навантаженні ГТУ, МВт		
			9,1	13,3	15,2
1	2	5	6	7	8
2. Паливо					
2.1.	Витрата газу на АПП	м ³ /Г	79	74	85
2.2.	Тиск газу перед регулятором	кгс/см ²	68	62	62
2.3.	Тиск газу перед пальником	кгс/см ²	11,7	9,8	13,4
2.4.	Нижча теплота згоряння палива	ккал/м ³	8 070	8 070	8 070
2.5.	Максим. вміст 3-х атомних газів	%	11,80	11,80	11,80
2.6.	Коеф. об'єму продуктів горіння палива	-	0,18	0,18	0,18
2.7.	Паливна константа	-	0,63	0,63	0,63
2.8.	Паливна константа	-	3,52	3,52	3,52
2.9.	Поправочний коефіцієнт	-	1,04	1,03	0,98
3. Повітря					
3.1.	Температура перед вентилятором	°С	20	20	20
3.2.	Тиск перед підігрівачем повітря	кПа	0,67	0,60	0,76
4. Димові гази					
4.1.	Вміст за АПП:				
	- кисню	%	2,1	1,1	1,0
	- окису вуглецю	ppm	0	98	38
	- оксидів азоту	ppm	117	113	113
	- діоксиду вуглецю	%	10,6	11,2	9,8
4.2.	Температура за АПП	°С	446	426	418
4.3.	Коеф. розбавлення за АПП	-	1,11	1,06	1,05
4.4.	Коеф. надлишку повітря за АПП	-	1,10	1,05	1,04
4.5.	Приведений вміст кисню	%	3	3	3
4.6.	Коеф. розбавлення приведений	-	1,17	1,17	1,17
5. Показники економічності					
6.1.	Втрати тепла з відхідними газами	%	19,98	18,27	16,95
6.2.	Втрати тепла від хім. неповноти згоряння	%	0,00	0,03	0,01
6.3.	Втрати тепла в навколишнє середовище	%	1,53	1,30	1,19
6.4.	Сума втрат	%	21,51	19,60	18,16
6.5.	ККД АПП (брутто) по зворотному балансу	%	78,49	80,40	81,84
6.6.	Тепло додатково внесене в КУ з паливом	Гкал/Г	0,63	0,59	0,68

№ п/п	Найменування параметру	Одиниці виміру	Значення при різному навантаженні ГТУ, МВт		
			9,1	13,3	15,2
1	2	5	6	7	8
6.8.	Питома витрата умовного палива	кг у.п/Гкал	182,01	177,68	174,56
7. Екологічні показники					
7.1.	Оксиду вуглецю	мг/м ³	0	111	43
7.2.	Оксидів азоту	мг/м ³	228	209	208

За результатами аналізу розрахункових величин отриманих в Таблиці 4.2 показників складені та приведені наступні графіки для візуалізації параметрів роботи АПП залежно від витрати пари для нагріву через АПП:

Рис.4.2.1 – Графік залежності втрат тепла з відхідними газами від паропроductивності КУ

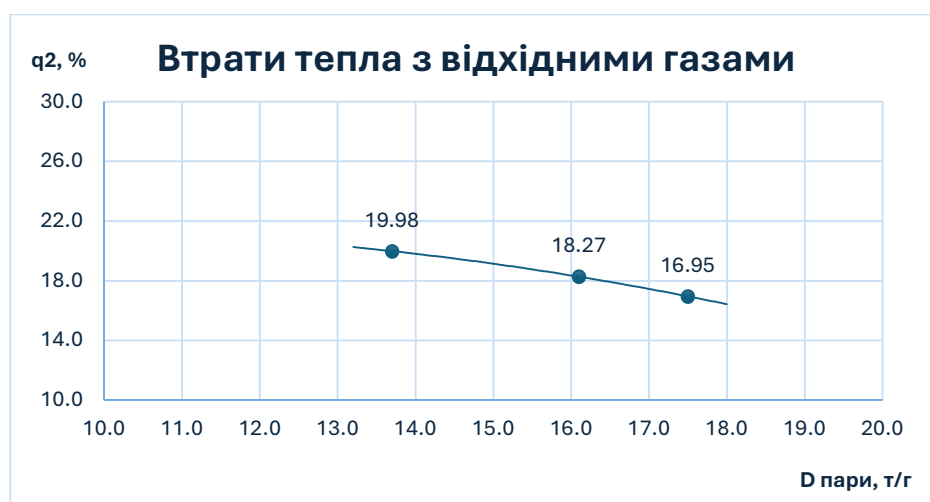


Рис.4.2.2 – Графік залежності ККД АПП бруто від паропроductивності КУ



По результатам вимірювань та розрахунків бачимо що із зростанням навантаження ефективність роботи АПП (ККД АПП) зростає з 78,5 до 81,8%. При цьому температура перегрітої пари після АПП лишається на відносно сталому рівні і становить 440-450°C. Така температура дозволяє використовувати перегріту пару в парових турбінах для виробництва електроенергії додатково до тієї яку продукує сама ГТУ.

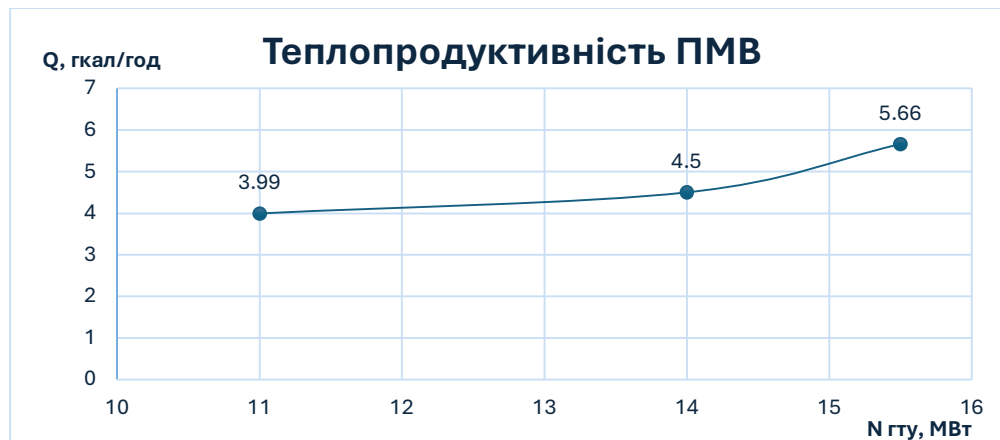
Крім того димові гази вироблені в АПП перенаправляються в газоходи КУ що додатково вносить в КУ від 0,6 до 0,7 ГКал/год теплової енергії.

Таблиця 4.3 - Параметри роботи ПМВ

№п/п	Найменування параметру	Од. виміру	Значення при різних потужностях ГТД, МВт		
			11,0	14,0	15,5
1. Вода					
1.1.	Температура перед ПМВ	°С	85	71	73
1.2.	Температура після ПМВ	°С	85,1	71,1	73,1
1.3.	Витрата на ПМВ	м³/год	0,4	0,4	0,4
1.4.	Щільність перед ПМВ	кг/м³	109	98	107
1.5.	Витрата на ПМВ	т/год	109,2	98,2	107,2
1.6.	Ентальпія перед ПМВ	ккал/кг	174,0	173,0	174,0
1.7.	Ентальпія після ПМВ	ккал/кг	951,6	959,7	953,1
1.8.	Теплопродуктивність ПМВ	Гкал/год	3,99	4,50	5,66
2. Димові гази (паливо)					
2.1.	Відкриття шиберу між пакетами ПМВ	%	65	85	100
2.2.	Температура перед ПМВ	°С	201	194	197
2.3.	Температура після ПМВ	°С	103	98	100
3. Показники економічності					
3.1.	Коефіцієнт використання палива	%	53,90	54,82	54,48
3.2.	Кількість умовного палива, еквівалентне теплопродуктивності (відносно ККД водогрійних котлі)				
		%	633,40	714,18	897,64

За результатами аналізу розрахункових величин отриманих в Таблиці 4.3 показників складені та приведено наступний графі для візуалізації залежності теплопродуктивності ПМВ залежно від навантаження ГТУ:

Рис.4.3.1 – Графік залежності Теплопродуктивності ПМВ від навантаження ГТУ



По результатам вимірювань та розрахунків бачимо що із зростанням навантаження ефективність роботи теплопродуктивність ПМВ зростає з 4,0 до 5,66Гкал/год.

Висновки по результатам розрахунків

При навантаженні ГТУ 15,5МВт, близькому до номінального, кількість тепла яке несуть в собі димові гази становить 23,6Гкал/год. За відсутності котла-утилізатора та підігрівача мережної води все це тепло було б втрачено, так як просто викидалось би через димову трубу установки в атмосферу.

Використання КУ та ПМВ дозволяє утилізувати значну частину теплової енергії димових газів ГТУ. А саме:

$$Q_{\text{вик}} = Q_{\text{КУ вн}} * \frac{\eta_{\text{КУ бр}}}{100} + Q_{\text{ПМВ}} = 23,6 * \frac{50,7}{100} + 5,66 = 17,62(\text{Гкал/год})$$

Де $Q_{\text{КУ вн}}$ – тепло внесене з димовими газами в КУ, Гкал/год (Таблиця 4.1, 3.2.10);

$\eta_{\text{КУ бр}}$ – ККД котла бруто, % (Таблиця 4.1, 6.6);

$Q_{\text{ПМВ}}$ – Кількість тепла отриманого в ПМВ, Гкал/год (Таблиця 4.3, 3.1)

В відсотковому вимірі це становитиме:

$$\eta_{\text{уст бр}} = \frac{Q_{\text{вик}}}{Q_{\text{КУ вн}}} * 100\% = \frac{17,62}{23,60} * 100\% = 74,7(\%)$$

Де $\eta_{\text{уст бр}}$ – ККД утилізаційної установки, %

Крім того використання АПП дозволяє отримати перегріту пару з параметрами необхідними для використання паровою турбіною. Що додатково збільшить ефективність утилізаційної установки. Для прикладу парові турбіни

фірми Siemens SST-110 чи SST-300 здатні виробляти близько 6-7МВт/год електроенергії з ККД 35% використовуючи пару з КУ з параметрами отриманими в АПП[17].

Для розрахунку ККД ГТУ яку ми за допомогою додаткового обладнання перетворили таким чином на ГТКЦ використаємо наступну формулу:

$$\eta_{\text{ГТКЦ}} = \eta_{\text{ГТУ}} + \frac{\eta_{\text{уст бр}} * \eta_{\text{турб}}}{100} = 33,5 + \frac{74,7 * 35,0}{100} = 59,64(\%)$$

Де $\eta_{\text{ГТКЦ}}$ – ККД ГТКЦ, %;

$\eta_{\text{турб}}$ – ККД парової турбіни, %

Таким чином за допомогою використання КУ, АПП, ПМВ та парової турбіни сумарний ККД ГТУ простого циклу можна підвищити майже вдвічі, з 33.5 до 59,64%. А також збільшить генерацію електроенергії з 16МВт у разі використання лише ГТУ до 22-23МВт при перетворенні її в ГТКЦ.

5. ВИСНОВКИ

У магістерській роботі проведено дослідження модернізації газотурбінних установок простого циклу за допомогою котлів-утилізаторів та їх використання для підвищення енергоефективності та забезпечення стабільного енергопостачання в Україні. Технології модернізації дозволяють знизити витрати на паливо, зменшити викиди шкідливих речовин та забезпечити гнучкість і мобільність енергосистеми.

В першому розділі наведено основну інформацію про ГТУ та ГТКЦ. Розглянуто переваги та недоліки обох типів установок. В енергетичній системі України ГТУ простого циклу можуть стати популярним вибором для виробництва електроенергії в різних умовах і застосуваннях з огляду на пошкодження енергетичного обладнання в ході бойових дій. Як конкретний об'єкт модернізації обрано ГТУ простого циклу Українського виробництва.

В другому розділі Розглянуто альтернативні та інноваційні джерела енергії які можуть бути використанні для подолання проблем в енергетичному секторі України в перспективі майбутнього. Як нагальні рішення для вирішення проблем електро і тепlopостачання в Україні розглянуто ГТУ простого циклу різної потужності. Проте ГТУ простого циклу варто розглядати лише як перший етап в вирішенні проблеми електропостачання. В подальшому з економічної точки зору такі «прості» установки доцільно модернізувати до рівня ГТКЦ, щоб підвищити ККД установок.

В третьому розділі розглянуто характеристики котла-утилізатора як основного елементу модернізації. Як конкретний приклад взято котел КУ-200ГТ, паровий котел, водотрубний, барабанний, з багатократною примусовою циркуляцією, вертикальної компоновки. Який працює сумісно з окремо розташованим автономним пароперегрівачем АПП, в котрому пара від котла догрівається до температури 440°C необхідної для експлуатації парових турбін ТЕЦ та підігрівачем мережної води ПМВ, який дозволяє додатково утилізувати тепло для потреб теплофікації.

В четвертому розділі наведено теплотехнічні розрахунки роботи КУ, АПП та ПМ. Проведено розрахунки кількості тепла яка утилізується за допомогою вищевказаного обладнання. Проведено розрахунки які наглядно показують ефективність такої модернізації, за рахунок підвищення загального ККД установки майже вдвічі, з 33,5 до 59,64%. А також вказано на можливість збільшення генерації електроенергії у разі використання парової турбіни.

В загальному дана робота на конкретному прикладі доводить доцільність модернізації ГТУ задля збільшення її енергоефективності.

6 СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. «Енергетика: історія, сучасність і майбутнє. Розвиток теплоенергетики та гідроенергетики», Вольчин І.А., Дунаєвська Н.І., Чернявський М.В. та ін., Інститут теплоенергетичних технологій Національної академії наук України, Київ 2013., [Розділ 3.7](#), [Розділ 3.9](#)
2. «ЕНЕРГЕТИЧНІ УСТАНОВКИ» загальний курс, В.А. Маляренко. Міністерство освіти і науки України, Харківська національна академія міського господарства. Харків 2008, с.193-199.
3. Зоря – Машпроект. [URL: http://www.zmturbines.com/](http://www.zmturbines.com/)
4. Презентація «ГАЗОТУРБІННІ ТЕХНОЛОГІЇ ДЛЯ ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ [URL:https://www.iec-expo.com.ua/download/2023/kongres/tematiki/Tematika_15.pdf](https://www.iec-expo.com.ua/download/2023/kongres/tematiki/Tematika_15.pdf) с.6
5. Стаття «Сектор відновлюваної енергетики України до, під час та після війни» А. Конеченков за ред. В. Омельченка, 11 листопада 2022р.
URL: <https://razumkov.org.ua/statti/sektor-vidnovlyuvanoyi-energetyky-ukrayiny-do-pid-chas-ta-pislya-viyny>
6. [Вітрова енергетика України — Вікіпедія](#)
7. Звіт Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження, «Розвиток відновлюваної енергетики в Україні. Стан та перспективи», 2021р. с.5
URL: https://saee.gov.ua/sites/default/files/15.06.2021_Shafarenko_VDE.pdf
8. Звіт «Біоенергетичної асоціації України (UABIO)» про розвиток біоенергетики в Україні, 2023р.
9. Стаття. Аналіз потенціалу розвитку геотермальної енергетики в Україні URL: <https://pressclub.lviv.ua/heothermalna-ta-hidrothermalna-enerhiia-mif-chy-realnist/>
10. «Потенціал розвитку геотермальних джерел енергії в Україні» Ю.В. Демчук, ГО «Геотермал Україна», м. Київ, Україна 2023р.
URL: <http://journal.geoekomine.com.ua/article/view/287850/289226>
11. Gai, O., Novoseltsev, O., Vorushylo, A., Khomyak, O., & Gai, H. (2024). Features of multi-agent evaluation of microgrid systems efficiency in parallel operation with the power system according to the reliability criterion. *Machinery & Energetics*, 15(3), 73-83. URL: <https://doi.org/10.31548/machinery/3.2024.73>
12. «Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження» Альтернативна енергетика, розділ Гідроенергетика
URL: <https://saee.gov.ua/uk/ae/hydroenergy>
13. Аналітичний документ «Гідроенергетика України в контексті світових тенденцій» Д.В. Стефанишин, 2022р. с.6

URL:<https://epl.org.ua/wp-content/uploads/2022/01/AD-pro-gidroenergetyku-final-3.pdf>

14. Стаття «Системи акумулювання енергії: промислові та побутові»

URL: <https://avenston.com/articles/energy-storage-systems/>

15. Редакційна стаття Uatom.org «Перегони технологій: які перспективи малих модульних реакторів у 2024 році»

URL: <https://www.uatom.org/2024/02/22/peregoni-tehnologij-yaki-perspektivi-malih-modulnih-reaktoriv-u-2024-rotsi.html>

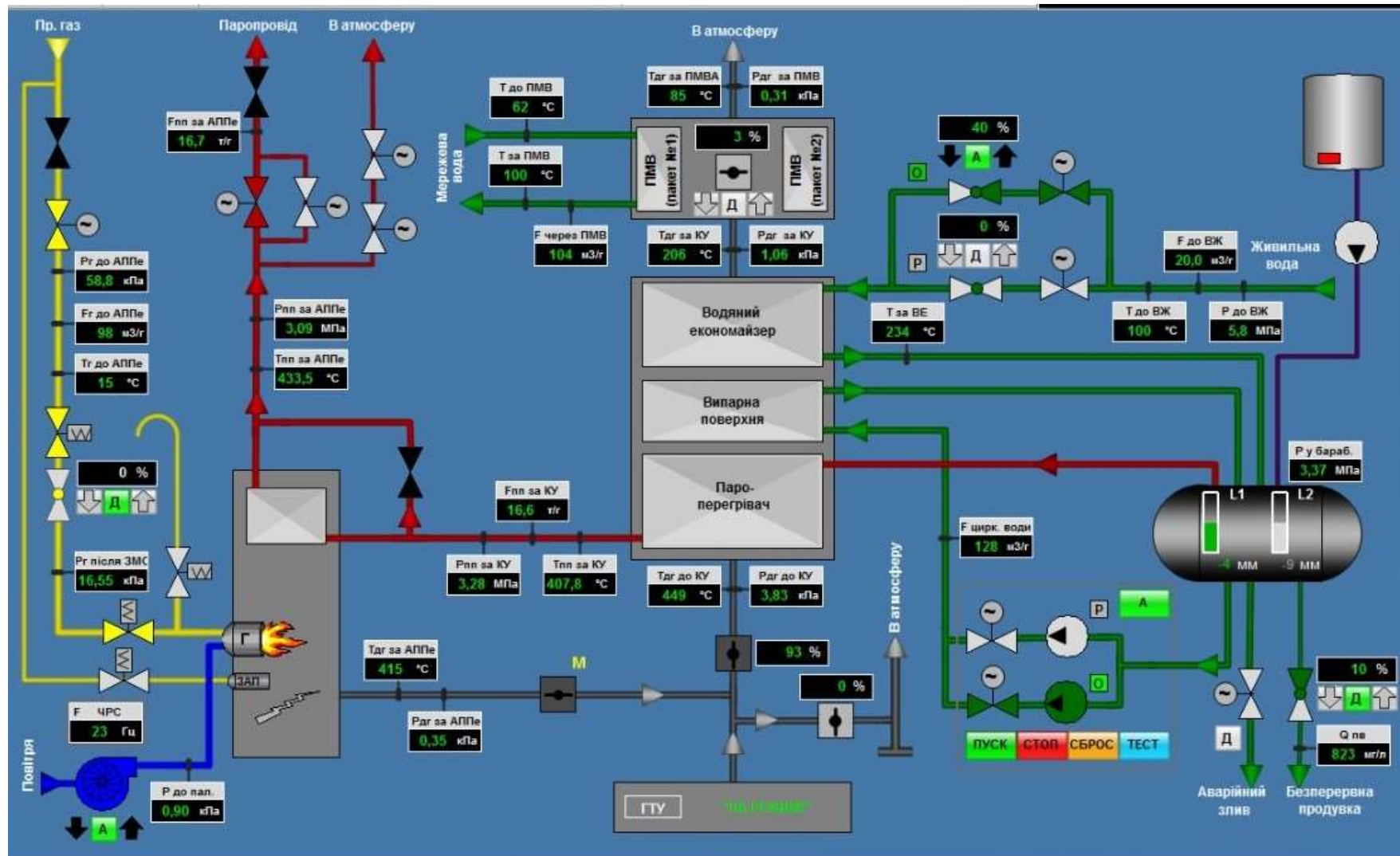
16. «Довідник інженера по пуску, налагоджуванню та експлуатації котельних установок.» І.Е. Герасименко, А.І. Герасименко, В.І. Герасименко, «Техніка» Київ 1986, Розділи 10.3-10,5 с. 232 – 282. Використано формули та спрощені методики для розрахункової частини.

17. Парові турбіни Siemens для промислового виробництва електроенергії

URL:<https://www.siemens-energy.com/global/en/home/products-services/product/industrial-steam-turbines.html>

ДОДАТКИ

Мнемосхема АСУ ТП роботи утилізаційної установки



Методика обробки результатів випробувань.

Найменування параметрів	Позначення	Одиниця виміру	Спосіб визначення
1	2	3	4
1. Вихідні дані			
1.1. По природному газу:			
1.1.1. нижча теплота згоряння	Q_n^p	ккал/кг	8070
1.1.4. густина	$\rho_{\text{про}}$	кгс/м ³	0,75
1.1.3. витрата природного газу 1.1.3.1. на ГТУ 1.1.3.2. на пальники АПП	$V_{\text{ГТУ}}^{\text{нп}}$ $V_{\text{АПП}}^{\text{нп}}$	м ³ /год м ³ /год	Штатний прилад Штатний прилад
1.1.4. тиск паливного газу перед: 1.1.4.1. вузлом виміру витрати, 1.1.4.2. пальником АПП	$P_{\text{пг}}^o$ $P_{\text{пг}}^{\text{гір}}$	кгс/см ² кгс/м ²	Штатний прилад Штатний прилад
1.1.5. температура	$t_{\text{г}}$	°С	Штатний або переносний прилад
1.1.5. розрахункові тиск, температура, густина для вузла виміру витрати газу	$P_{\text{г}}^{\text{розр}}$ $t_{\text{г}}^{\text{розр}}$ $\rho_{\text{г}}^{\text{розр}}$	кгс/см ² °С кгс/м ³ (мЗ/кг)	З розрахунку витратомірного датчика
1.2. По парі, котловій і живильній воді:			
1.2.1. паропроодуктивність КУ	$D_{\text{КУ}}$	т/год	Штатний прилад
1.2.2. тиск перегрітої пари після КУ	$P_{\text{КУ}}$	кгс/см ²	Штатний прилад
1.2.3 температура перегрітої пари після КУ	$t_{\text{пп КУ}}$	°С	Штатний прилад
1.2.4. паропроодуктивність після АПП	$D_{\text{АПП}}$	т/год	Штатний прилад
1.2.5. тиск перегрітої пари після АПП	$P_{\text{АПП}}$	кгс/см ²	Штатний прилад

Найменування параметрів	Позначення	Одиниця виміру	Спосіб визначення
1	2	3	4
1.2.6. температура перегрітої пари після АПП	$t_{пп}$ АПП	°C	Штатний прилад
1.2.7. температура живильної води	$t_{пв}$	°C	Штатний прилад
1.2.8. витрата живильної води	$G_{пв}$	м ³ /год	Штатний прилад
1.2.9. розрахункові тиск, температура, питомий об'єм перед точками виміру витрати пари	$P_{п}^{розр}$ $t_{п}^{розр}$ $v_{п}^{розр}$	кгс/см ² °C м ³ /кг	З розрахунку витратомірного датчика
1.2.10. солевміст котлової води	$S_{КВ}$	мг/л	За даними хіманализу
1.2.11. солевміст живильної води	$S_{ЖВ}$	мг/л	За даними хіманализу
1.2.12. солевміст насиченої пари	$S_{НП}$	мг/л	За даними хіманализу
1.2.13. солевміст перегрітої пари після КУ	$S_{КУ}$	мг/л	За даними хіманализу
1.2.14. солевміст перегрітої пари після АПП	$S_{АПП}$	мг/кг	За даними хіманализу
1.3. По димовим газам:			
1.3.1. тиски по димовому тракту: - перед КУ; - після КУ (перед ПМВ); - після ПМВ; - після АПП	$P_{до\ КУ}$ $P_{до\ ПМВ}$ $P_{за\ ПМВ}$ $P_{за\ АПП}$	кПа кПа кПа кПа	Штатний манометр Штатний манометр Штатний манометр Штатний манометр
1.3.2. температура газів у місці відбору проб	T	°C	Штатний прилад або вимір ОКCI-5М-5Н
1.3.3. перед котлом-утилізатором:			
1.3.3.1. вміст кисню	O_2^T	%	Переносний газоаналізатор ОКCI 5М-5Н
1.3.3.2. вміст окису вуглецю	CO^T	ppm	Переносний газоаналізатор ОКCI 5М-5Н
1.3.3.3. вміст окису азоту	NO^T	ppm	Переносний газоаналізатор ОКCI 5М-5Н

Найменування параметрів	Позначення	Одиниця виміру	Спосіб визначення
1	2	3	4
1.3.3.4. вміст двоокису азоту	NO_2^T	ppm	Переносний газоаналізатор ОКІІ 5М-5Н
1.3.3.5. вміст двоокису вуглецю	CO_2^T	%	Переносний газоаналізатор ОКІІ 5М-5Н
1.3.3.6. вміст окислів азоту	NO_x^T	ppm	Переносний газоаналізатор ОКІІ 5М-5Н
1.3.3.7. коефіцієнт розведення	h^T	—	Переносний газоаналізатор ОКІІ 5М-5Н
1.3.4. за економайзером:			
1.3.4.1. вміст кисню	$\text{O}_2^{\text{ек}}$	%	Переносний газоаналізатор ОКІІ 5М-5Н
1.3.4.2. вміст окису вуглецю	$\text{CO}^{\text{ек}}$	ppm	Переносний газоаналізатор ОКІІ 5М-5Н
1.3.4.3 вміст окису азоту	$\text{NO}^{\text{ек}}$	ppm	Переносний газоаналізатор ОКІІ 5М-5Н
1.3.4.4. вміст двоокису азоту	$\text{NO}_2^{\text{ек}}$	ppm	Переносний газоаналізатор ОКІІ 5М-5Н
1.3.4.5. вміст двоокису вуглецю	$\text{CO}_2^{\text{ек}}$	%	Переносний газоаналізатор ОКІІ 5М-5Н
1.3.4.6. вміст окислів азоту	$\text{NO}_x^{\text{ек}}$	ppm	Переносний газоаналізатор ОКІІ 5М-5Н
1.3.4.7. коефіцієнт розведення	$h^{\text{ек}}$	—	Переносний газоаналізатор ОКІІ 5М-5Н
1.3.5. за автономним пароперегрівачем:			
1.3.5.1. вміст кисню	$\text{O}_2^{\text{ек}}$	%	Переносний газоаналізатор ОКІІ 5М-5Н
1.3.5.2. вміст окису вуглецю	$\text{CO}^{\text{ек}}$	ppm	Переносний газоаналізатор ОКІІ 5М-5Н
1.3.5.3 вміст окису азоту	$\text{NO}^{\text{ек}}$	ppm	Переносний газоаналізатор ОКІІ 5М-5Н
1.3.5.4. вміст двоокису азоту	$\text{NO}_2^{\text{ек}}$	ppm	Переносний газоаналізатор ОКІІ 5М-5Н
1.3.5.5. вміст двоокису вуглецю	$\text{CO}_2^{\text{ек}}$	%	Переносний газоаналізатор ОКІІ 5М-5Н
1.3.5.6. вміст окислів азоту	$\text{NO}_x^{\text{ек}}$	ppm	Переносний газоаналізатор ОКІІ 5М-5Н
1.3.5.7. коефіцієнт розведення	$h^{\text{ек}}$	—	Переносний газоаналізатор ОКІІ 5М-5Н
1.3.5.1. вміст кисню	$\text{O}_2^{\text{ек}}$	%	Переносний газоаналізатор ОКІІ 5М-5Н
1.4. По повітрю на горіння:			
1.4.1. температура на вході в вентилятор	$T_{\text{хп}}$	°C	Штатний прилад

Найменування параметрів	Позначення	Одиниця виміру	Спосіб визначення
1	2	3	4
1.4.2. температура на виході в пальник	$T_{\text{пов}}$	$^{\circ}\text{C}$	Пірометр
1.4.3. тиск після повітря підігрівача	$P_{\text{в}}$	кгс/м^2	Штатний прилад
1.5. По стану навколишнього середовища:			
1.5.1. тиск атмосферний (барометричний)	Б	мм рт.ст.	Вимір барометром
1.5.2. температура в котельні	$t_{\text{к}}$	$^{\circ}\text{C}$	Вимір термометром
1.7. Розрахункові і довідкові величини:			
1.7.1. коефіцієнт надлишку повітря	α	—	$1/[1-3,76 \times \text{O}_2/(100-\text{O}_2-\text{CO}_2)]$
1.7.2. оптимальний коефіцієнт надлишку повітря:	$\alpha_{\text{опт}}$	—	$\alpha_{\text{кр}}+(0,03 \div 0,04)$
1.7.3. у діапазоні навантажень 50-100% при навантаженнях менш 50%		—	$\alpha_{\text{кр}}+(0,03 \div 0,04)+(0,5-Q_{\text{к}}/Q_{\text{ном}})$
1.7.4. витрата паливного газу фактична	$B_{\text{пг}}^{\text{ф}}$	$\text{м}^3/\text{год}$	АСУ ТП
1.7.5. тепло, внесене в: з природним газом в АПП з димовими газами від ГТУ в КУ	$Q_{\text{пг}}^{\text{вн}}$ $Q_{\text{гту}}^{\text{вн}}$	ккал/год ккал/год	$Q_{\text{н}}^{\text{р}} \times B_{\text{пг}}^{\text{факт}}$ $V_{\text{гту}}^{\text{дг}} \times i_{\text{гту}}^{\text{дг}}$ (формулу розрахунку $V_{\text{гту}}^{\text{дг}}$ див. в п.1.7.26)
1.7.6. об'єм повітря, теоретично необхідного для повного спалювання 1м^3 сухого газоподібного палива при 0°C і 760 мм рт.ст.	V°	$\text{м}^3/\text{м}^3$	$0,0476[0,5\text{CO}+0,5\text{H}_2+1,5\text{H}_2\text{S}+2\text{CH}_4+\Sigma(m+n/4)\text{C}_m\text{H}_n-\text{O}_2]$
1.7.7. об'єм трьохатомних газів	$V_{\text{RO}_2}^{\circ}$	$\text{м}^3/\text{м}^3$	$0,01(\text{CO}_2+\text{SO}_2+\text{CO}+\text{H}_2\text{S}+\text{CH}_4+\Sigma m\text{C}_m\text{H}_n)$
1.7.8. об'єм азоту при $\alpha=1$	V_{O_2}	$\text{м}^3/\text{м}^3$	$0,79 V^{\circ}+\text{N}_2/100,$ де N_2 – зміст азоту в пальному газі
1.7.9. об'єм водяних пар при $\alpha=1$	$V_{\text{вп}}$	$\text{м}^3/\text{м}^3$	$0,01(\text{H}_2+\text{H}_2\text{S}+2\text{CH}_4+\Sigma n/2\text{C}_m\text{H}_n+0,124d_{\text{r}})+0,016 \times V^{\circ},$

Найменування параметрів	Позначення	Одиниця виміру	Спосіб визначення
1	2	3	4
			де d_r – вологість у $г/м^3$
1.7.10. теоретичний об'єм продуктів згоряння при $\alpha=1$	V_{Γ}^o	$м^3/м^3$	$V_{RO2}^o + V_{N2}^o + V_{BП}^o$
1.7.11. повний об'єм продуктів згоряння при $\alpha>1$	V_{Γ}	$м^3/м^3$	$V_{RO2див}^o + V_{N2} + V_{BП} + 1,016(\alpha - 1) V^o$
1.7.12. загальна кількість повітря	V_B	$м^3/год$	$B_{cm} V_{cm}^o \alpha (273+T_B)/273$
1.7.13. загальна кількість димових газів	V_{Γ}	$м^3/год$	$B V_{\Gamma cm}^o (273+T_{yx})/273$
1.7.14. максимальний вміст двоокису газів в сухих продуктах згоряння	RO_2^{max}	%	$21/(1 + \alpha)$ або з табл.3.3 [16]
1.7.15. безрозмірна характеристика палива:	β	-	$(0,209N_2 + 0,395(CO + H_2) + 1,584CH_4 + 2,389C_m H_n - 0,791O_2) / (CO_2 + 0,955 CH_4 + 2,001C_m H_n) - 0,791$ табл. 3.3 [16]
1.7.16. вміст двоокису газів в сухих продуктах згоряння	RO_2	%	$RO_2^{max}(1 - 4,76 O_2/100)$
1.7.17. коефіцієнт розведення сухих продуктів горіння	h	—	$RO_2^{max}/(RO_2 + CO + CH_4)$ або Переносний газоаналізатор ОКІ 5М-5Н
1.7.18. кількість тепла, виділювана при повному згорянні робочого палива в теоретично необхідному для повного згоряння об'ємі повітря, віднесене до $1м^3$ сухих продуктів горіння:	L_i	$ккал/м^3$	$Q_{\Pi}^o / V_{c.\Gamma}^o$ або по таблиці 10.15 [16]
1.7.19. теоретичний об'єм газів, що утворюються при спалюванні 1кг палива	V_T^o	$м^3/кг$	Таблиця 3.1 [16]

Найменування параметрів	Позначення	Одиниця виміру	Спосіб визначення
1	2	3	4
1.7.20. теоретичний об'єм повітря, необхідний для спалювання 1кг (м ³) палива	V_v^o	м ³ /кг	Таблиця 3.1 [16]
1.7.21. ентальпія пари	i_p	ккал/кг	Додаток 5 [16]
1.7.22. ентальпія живильної води	$i_{жв}$	ккал/кг	Додаток 5 [16]
1.7.23. ентальпія котлової води	$i_{кв}$	ккал/кг	Додаток 5 [16]
1.7.24. ентальпія газів від ГТУ	$i_{ГТУ}^{дг}$	ккал/нм ³	довідкові дані
1.7.25. ентальпія газів відхідних від котла	$i_{yx}^{дг}$	ккал/нм ³	довідкові дані
1.7.26. об'єм димових газів від ГТУ що приходять на котел	$V_{ГТУ}^{дг}$	м ³ /год	$((Q_k - Q_n + 0,3) \cdot 10^6 + B_{шт}^{ф} \cdot (h^r - h^{ек}) \cdot i_{yx}^{дг}) / (i_{ГТУ}^{дг} - i_{yx}^{дг}) / 1000$
1.7.27. втрати тепла в навколишнє середовище	$q_5^{ном}$	%	Розрахунок теплового потоку через стінки котла
1.7.28. витрата пари фактична	$D^{факт}$	т/година	АСУ ТП
1.7.29. витрата безперервної продувки	$G_{нп}$	т/година	$D^{факт} \cdot S_{пв} / (S_{кв} - S_{жв})$, або по приладу витрати
2. Розрахункові теплотехнічні показники			
2.1. Тепло внесене в ГТУ	$Q_{ГТУ}$	Гкал/год	$B_{ГТУ} \cdot Q_n^p$
2.2. Тепло, внесене в котел утилізатор з димовими газами від ГТУ	$Q_{ГТУ}^{дг}$	Гкал/год	$V_{ГТУ}^{дг} \cdot i_{ГТУ}^{дг}$
2.3. Тепло, внесене в АПП з паливом	Q_n	Гкал/год	$B_{АПП}^{нп} \cdot Q_n^p$
2.4. Теплопродуктивність котла	Q_k	Гкал/год	$D^{факт} (i_p - i_{жв}) + G_{нп} (i_{кв} - i_{жв})$
2.5. Втрати тепла з вихідними газами (по Пеккеру)	q_2	%	$100 - q_3 - \eta_{бр} - q_5$
2.6. Втрати тепла з хімічним недопалом	q_3	%	$100(30,23 + 25,8H_2)h/L_{см}$
2.7. КПД бруто	$\eta_{бр}$	%	$Q_k / (Q_{ГТУ}^{дг} + Q_n)$

Найменування параметрів	Позначення	Одиниця виміру	Спосіб визначення
1	2	3	4
(коефіцієнт використання палива)			
2.8. Втрати тепла в навколишнє середовище	q_5	%	$1,15 \cdot G_{\text{ном}} / G_{\text{факт}}$
2.9. Питома витрата палива:			
2.9.1. умовного	$V_{\text{уп.}}^{\text{пит}}$	кг уп/Гкал	$V_{\text{нат}}^{\text{пит}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}} / 7000$
2.9.2. натурального	$V_{\text{нат}}^{\text{пит}}$	м³/Гкал	$V_{\text{шт}}^{\text{ф}} / Q_{\text{к}}$
2.10. Розрахункова витрата палива:			
2.10.1. умовного	$V_{\text{уп.}}^{\text{розр}}$	м³/год	$Q_{\text{к}} / (\eta_{\text{бр}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}})$
2.10.2. натурального	$V_{\text{нат}}^{\text{розр}}$	кг/год	$10^8 \cdot Q_{\text{к}} / (\eta_{\text{бр}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}})$
2.11. Економія палива в утилізаційному режимі:			
2.11.1. натурального	$E_{\text{нп}}$	м³/год	$E_{\text{нп}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}} / Q_{\text{н}}^{\text{р}}$
2.11.2. умовного	$E_{\text{уп}}$	кг уп/Гкал	$E_{\text{нп}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}} / 7000$
3. Розрахункові екологічні показники			
3.1. Концентрація шкідливих речовин, приведена до нормальних умов при $\alpha=1,17$:			
окису вуглецю	$\text{CO}^{\alpha=1,17}$	мг/нм³	$1.25 \text{ CO} \cdot h_{\text{вим}} / h_{\text{привед}}$
оксидів азоту	$\text{NO}_x^{\alpha=1,17}$	мг/нм³	$2.053 \text{ NO}_x \cdot h_{\text{вим}} / h_{\text{привед}}$
ангідриду сірчаного	$\text{SO}_2^{\alpha=1,17}$	мг/нм³	$2.86 \text{ SO}_2 \cdot h_{\text{вим}} / h_{\text{привед}}$